



**Universidade de Aveiro** Departamento de Engenharia Mecânica  
2011

**Edmilson Mendes  
Cardoso**

**Simulação de sistemas energéticos isolados.  
Ilha de Santiago**



**Edmilson Mendes  
Cardoso**

**Simulação de sistemas energéticos isolados.  
Ilha de Santiago**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação científica do Doutor António José de Melo Martins de Araújo, Professor auxiliar convidado do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro e sob a coorientação do Doutor Nelson Amadeu Dias Martins, Professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica.

## **o júri**

### **Presidente**

**Prof<sup>a</sup>. Doutora Mónica Sandra Abrantes de Oliveira Correia**  
professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

**Prof. Doutor Joaquim José Borges Gouveia**  
professor catedrático do Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro

**Prof. Doutor António José de Melo Martins de Araújo**  
Professor auxiliar convidado do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

**Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins**  
professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

## **agradecimentos**

Agradeço ao meu orientador António Araújo.

Agradeço ao meu coorientador Nelson Martins.

Ao Luís Pedro pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, mas não menos importante agradeço à minha família e aos meus amigos pelo amor, espírito de sacrifício e pela dedicação.

## palavras-chave

Sistemas Isolados, Ferramentas de apoio à Decisão, Otimização, Simulação, Energias Renováveis

## resumo

A ilha de Santiago é a maior ilha de Cabo Verde com cerca de 50% da população do país. Tem enfrentado, de uma forma contínua, sérios problemas com a falta de capacidade para suprir a procura de energia elétrica devido a questões técnicas, financeiras e estruturais.

Este trabalho tem o objetivo principal de efetuar uma análise comparativa em termos económicos e ambientais entre duas hipóteses para a expansão do sistema de geração de eletricidade da ilha a médio-longo prazo (2030): um cenário que engloba a evolução do sistema sob o paradigma da produção centralizada de energia; e um outro cenário onde o aumento de capacidade instalada será efetuado apostando na descentralização dos sistemas de produção. Para facilitar o processo de planeamento energético existem diversas variedades de ferramentas e base de dados disponíveis para apoiar diferentes aspetos da análise energética que funcionam como sistema/ferramenta de apoio à decisão no planeamento energético (METAXIOTIS, 2009). Para uma melhor compreensão dessas ferramentas efetuou-se a caracterização e classificação dos conceitos subjacentes, das metodologias, dos dados necessários, dos âmbitos da aplicação e das capacidades analíticas bem como a caracterização e exemplificação dos diferentes softwares existentes.

No desenvolvimento deste trabalho foram utilizados dois softwares/ferramentas de modelação energética, LEAP e HOMER. O primeiro serviu para criar o modelo energético da ilha de Santiago e efetuar a análise de cenários; o segundo foi usado para otimizar o sistema de microprodução numa casa típica da ilha, sendo esta informação depois importada para o LEAP. Do estudo concluiu-se que as energias renováveis têm um impacto fundamental no futuro sistema elétrico da ilha de Santiago, principalmente no que diz respeito a redução do custo da produção de eletricidade, dependência energética e impactos ambientais. Das duas hipóteses de expansão do sistema geração de eletricidade analisadas, o sistema de geração descentralizada revelou ser a melhor opção. Em 2020, relativamente ao custo, com 50% de energias renováveis, poupa-se 620 milhões de euros com o benefício da redução de dependência do setor elétrico e possibilidade de acumular até 2030 85 milhões de euros em certificados de emissões de carbono.

**keywords**

Isolated Systems, decision support tools, Optimization, Simulation, Renewable Energy

**abstract**

Santiago is the biggest island of Cape Verde with about half of country population. The island has been facing serious and continuous difficulties in overcoming the lack of resources to satisfy the electric power demand due to technical, financial and structural issues.

The main objective of this work is to perform a medium long term (2030) economic and environmental analysis of two alternatives of Santiago Island electric system development: On the first scenario, increase of electric energy demand will be supplied with centralized energy production; and on the second scenario the electric energy demand will be supplied by distributed energy production.

In order to facilitate the energy planning process there is a variety of tools and database available to sustain different aspects of the energetic analyses working as a decision support system (METAXIOTIS, 2009). It was done the characterization and classification of the underlying concepts, methodologies, required data, application scope and analytic capability for a better understanding of those tools as well as the characterization of the existing modeling tools.

Two energy planning tools were used in this work, LEAP and HOMER. The first one was used to create Santiago Island energy model and for energy scenario analyses. The second one was used to optimize the micro production system in Santiago typical house. The optimization results are then imported into LEAP model.

Analysis shows that the renewable energy plays a great role on the future of Santiago electric system, mainly at cost production, energy, energy security/dependency and environmental impacts. It was found that distributed energy generation is the best alternative. In 2020, with 50% of renewable energy penetration, it can be saved 620 million Euros with the benefit of reduction of electric sector dependency on fossil fuels. And there is an opportunity of CO<sub>2</sub> certificate trade up to 85 million Euros in 2030.

# Índice

Índice de Figuras .....	VIII
Índice de Tabelas .....	X
Nomenclaturas e Abreviaturas .....	XI
1 Introdução .....	1
1.1 Enquadramento do tema .....	1
1.2 Objetivos e Contribuição da Dissertação .....	3
1.3 Organização da dissertação .....	4
2 Revisão de Literatura .....	5
2.1 Ferramentas de planeamento e gestão energética .....	5
2.2 Classificação dos modelos energéticos .....	7
2.2.1 Objetivos .....	7
2.2.2 Estrutura Interna .....	9
2.2.3 Abordagem analítica .....	9
2.2.4 Metodologia .....	10
2.2.5 Abordagem matemática.....	11
2.2.6 Cobertura geográfica.....	12
2.2.7 Cobertura Setorial .....	13
2.2.8 Horizonte temporal .....	13
2.2.9 Dados necessários .....	13
2.3 Softwares de modelação energética.....	13
2.3.1 LEAP (Long range Energy Alternatives Planning) .....	14
2.3.2 HOMER .....	17
2.3.3 Exemplo de aplicações de softwares de modelação energéticos.....	17
3 Caso Estudo – Ilha de Santiago, Cabo Verde.....	22
3.1 Caraterísticas geofísicas e sociais de Cabo Verde .....	22
3.2 Energia em Cabo Verde.....	24
3.2.1 Sistema Elétrico de Cabo Verde .....	25
3.2.2 Sistema Elétrico da Ilha de Santiago .....	28
3.3 Modelação do Sistema Elétrico da Ilha de Santiago .....	33
3.3.1 Setores Responsáveis pela procura de Eletricidade.....	33
3.3.2 Processos Responsáveis pela Produção de Eletricidade .....	37

3.3.3	Otimização de um sistema de microprodução numa residência de Santiago .....	39
4	Construção de Cenários .....	43
4.1	Evolução na procura elétrica.....	43
4.1.1	Sector Residencial .....	43
4.1.2	Setores de Comércio/Indústria/Agricultura .....	47
4.1.3	Setor dos Órgãos Governamentais .....	47
4.1.4	Setor da Dessalinização e Bombagem da Água.....	48
4.2	Evolução nos processos da produção e transmissão de eletricidade .....	49
4.2.1	Cenário BAU .....	49
4.2.2	Cenário Diesel.....	50
4.2.3	Cenário Microprodução .....	51
4.3	Evolução nos custos de importação dos combustíveis fósseis .....	51
5	Resultados e Discussão .....	52
5.1	Otimização do Sistema de Microprodução numa residência de Santiago.....	52
5.2	Evolução na procura elétrica.....	55
5.3	Análise dos Cenários .....	58
5.3.1	Análise Técnica .....	58
5.3.2	Análise Económica.....	60
5.3.3	Análise Ambiental .....	63
6	Conclusão .....	66
	Referências.....	68



## Índice de Figuras

Figura 1 - Localização do arquipélago de Cabo Verde (COSTA, 2009) .....	22
Figura 2 - Distribuição da potência instalada por recursos .....	25
Figura 3 - Distribuição do consumo da energia elétrica produzida em Cabo Verde 2010.....	27
Figura 4 - Gráfico da intensidade elétrica da economia de Cabo Verde e Europeia, 2001 - 2010 ..	28
Figura 5 – Gráfico comparativo energia produzida Santiago Vs. Restantes ilhas e Praia (capital) Vs. Resto Santiago.....	29
Figura 6 - Repartição de potência por recursos (2010).....	29
Figura 7 - Gráfico do histórico de evolução e projeções dos picos da procura (adaptado de (NØRGÅRD et al., 2009)) .....	30
Figura 8 - Projeto interligação das redes da ilha de Santiago .....	32
Figura 9 - Sectores responsáveis pelo consumo elétrico em Cabo Verde (elaborado a partir dos dados constantes nos relatórios anuais da ELECTRA).....	34
Figura 10 - Diagrama da metodologia utilizada para calcular o consumo elétrico no sector residencial .....	35
Figura 11 - Consumo no setor residencial por equipamentos .....	36
Figura 12 - Diagrama de carga classificada para ilha de Santiago.....	36
Figura 13 - a) potência instalada e b) produção elétrica por tecnologias (2010) .....	37
Figura 14 - Diagrama de carga residencial .....	39
Figura 15 - Velocidade média do ventoo na ilha de Santiago (Riso, 2004 cf. Norgard et al, 2019) .	41
Figura 16- Radiação horizontal total da ilha de Santiago.....	41
Figura 17 - Difusão dos eletrodomésticos na zona urbana .....	46
Figura 18 - Difusão dos eletrodomésticos na zona rural.....	47
Figura 19 - Evolução do preço dos combustíveis em Cabo Verde .....	51
Figura 20 - Tipo de sistema ótima em função da velocidade do vento e consumo médio.....	52
Figura 21 - Resumo do VAL por equipamentos.....	53
Figura 22 - Potência elétrica média produzida por mês .....	53
Figura 23 - Potência de saída dos painéis solares .....	54
Figura 24 - Potência produzida pelo PV, potência consumida e carga da bateria.....	54
Figura 25 - Estado de carga do banco de baterias .....	54
Figura 26 - Evolução da procura elétrica total calculada pelo LEAP .....	55
Figura 27 - Evolução do pico da procura .....	56
Figura 28 - Evolução do consumo elétrico no setor residencial .....	57

Figura 29 - Evolução do consumo elétrico numa residência típica da ilha de Santiago .....	57
Figura 30 - Evolução da produção elétrica .....	58
Figura 31 - Percentagem de procura elétrica não suprida.....	59
Figura 32 - Capacidades adicionadas .....	59
Figura 33 - Evolução da margem de reserva .....	60
Figura 34 - Evolução dos custos de produção de energia elétrica por cenário .....	61
Figura 35 - Evolução do custo acumulado total no cenário BAU .....	62
Figura 36 Custo: Cenário BAU Vs Cenário Diesel .....	62
Figura 37 - Custo: BAU Vs. Microprodução .....	63
Figura 38 - Evolução das emissões de GEE.....	64
Figura 39 - Evolução do potencial acumulado do MDL na ilha de Santiago .....	65

## Índice de Tabelas

Tabela 1 - Caracterização dos softwares de modelação energética .....	16
Tabela 2 - Histórico de evolução da produção de energia elétrica, perda elétrica e taxa de eletrificação.....	30
Tabela 3 – Desagregação dos setores de atividade responsáveis pelo consumo de eletricidade...	33
Tabela 4 - Posse de equipamentos, potência e horas de funcionamento .....	35
Tabela 5 - Custos de capital e de operação e manutenção das tecnologias produtoras de eletricidade .....	38
Tabela 6 - Custos dos equipamentos de microprodução.....	42
Tabela 7 - Parâmetros utilizados para o cálculo da difusão dos Frigoríficos, Máquina de Lavar, Televisão e Ar Condicionado (MCNEIL et al., 2010). .....	44
Tabela 8 - Difusão dos eletrodomésticos (%).....	45
Tabela 9 - Parâmetros da equação de difusão simplificada.....	46
Tabela 10 - Resultado da regressão linear para o setor comércio/indústria/agricultura .....	47
Tabela 11 - Resultado da regressão linear para o setor dos órgãos governamentais .....	48
Tabela 12 - Cenários para o consumo de água em Cabo Verde em 2015 e 2020 (m <sup>3</sup> ).....	48
Tabela 13 - Resultados da otimização do sistema de microprodução.....	52

## **Nomenclaturas e Abreviaturas**

FAD – Ferramentas de Apoio à Decisão

GEE – Gases de Efeito estufa

GDA – Graus Dias para o Arrefecimento

INE – Instituto Nacional de Estatística

MECC – O Ministério da Economia, Crescimento e Competitividade

MDL – Mecanismo de desenvolvimento Limpo

NREL – National Renewable Energy Laboratory

ONU – Organização das Nações Unidas

PAGIRE – Programa Nacional de Gestão Integrada dos Recursos Hídricos

PIB – Produto Interno Bruto

SIDS – Small Islands Development States

TER – Tecnologias de Energias Renováveis

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

# **1 Introdução**

## **1.1 Enquadramento do tema**

Os problemas do desenvolvimento das ilhas estão especialmente relacionados com a dependência da importação de energia fóssil, a disponibilidade de água potável, a gestão do lixo e do transporte (MARÍN et al., 2001). De entre estes problemas, a dependência de energia fóssil é a que tem maior impacto no desenvolvimento económico das ilhas.

Segundo a Comissão das Comunidades Europeias (2007), ao contrário dos recursos energéticos convencionais, o preço das energias renováveis têm vindo a diminuir ao longo dos últimos 20 anos (Ferreira, 2009). No caso das ilhas, as tecnologias renováveis são bastante competitivas relativamente às tecnologias convencionais, devido às seguintes características impostas particularmente pela insularidade:

- Elevada dependência externa - sendo a dependência energética a principal causa da vulnerabilidade económica dos pequenos estados insulares (ONU, 2005), principalmente para o sistema de transporte e produção elétrica. Em muitos casos, a importação de combustível corresponde a mais de 15% da importação total (MARÍN et al., 2001). Segundo o relatório das Nações Unidas (2010) em 2008 a importação de combustíveis fósseis aproximou-se dos 30%;
- Limitação a nível de escala, tecnológico e do mercado - a pequena dimensão das ilhas cria dificuldades adicionais no planeamento energético, tendo casos em que o custo da geração de eletricidade é 10 vezes superior ao do das nações continentais, ao qual associa a pouca atratividade dos pequenos mercados insulares, que muitas vezes dependem da capacidade hipotética do setor público para cobrir os défices (MARÍN et al., 2001);
- Utilização ineficiente dos recursos devido à importação de modelos de produção e consumo não adequados às condições das ilhas, como por exemplo a importação de tecnologias convencionais desenvolvidos para outros tipos de economias e regiões;
- A sensibilidade ambiental, caracterizado pela fraca natureza dos seus ecossistemas.

Tais características, fazem com que as energias renováveis sejam uma opção a ser considerada, pois têm características que se adequam às condições das ilhas (ONU, 2005). Por serem recursos endógenos, as suas implementações ajudam no planeamento e na redução da dependência energética das ilhas. Ainda, além de serem inesgotáveis, são modulares e permitem a

implementação descentralizada em pequenas escalas, adaptando-se muito bem ao tamanho das ilhas e às suas necessidades, possibilitando uma maior adaptação do aumento da capacidade consoante a evolução da procura (PETER, 2008).

Atualmente, a tecnologia eólica, hídrica e solar térmico representam uma alternativa real para os recursos energéticos convencionais (MARÍN et al., 2001). De entre estes recursos, a energia eólica apresenta uma maior penetração nas ilhas, seguido da energia hídrica (COSTA, 2009). Quanto aos outros, foto-voltaico, oceano e biomassa, têm futuros promissores, mas a sua viabilidade económica depende do potencial da região e da aplicação em questão (MARÍN et al., 2001).

A interdependência entre a produção de água e energia é cada vez mais evidente e em alguns casos há um único sistema de gestão para ambos, o que se verifica em muitos modelos de gestão energéticos atuais (ONU, 2010). Um dos grandes desafios com o qual as ilhas se deparam é a necessidade de energia para produção de água potável, sendo assim, a dessalinização de água do mar com recurso à fontes energéticos autónomos, é um dos objetivos primordial a atingir (COSTA, 2009).

O turismo geralmente é o setor com maior impacto no desenvolvimento económico das ilhas, em muitos casos chega a representar 51% da exportação (ONU, 2010). Este acarreta elevada procura energética e da água, particularmente nas épocas com maior procura turística, causando assim, diferenças sazonais significativas. Por esta razão, é imprescindível a inclusão de energias renováveis no setor turístico, como por exemplo a aplicação de microprodução nos hotéis.

Muitos estudos e projetos retratam um futuro onde as energias renováveis poderão satisfazer a totalidade das necessidades energéticas das ilhas, contribuindo para uma trajetória de desenvolvimento sustentável. Mas para alcançar tais objetivos é preciso criar métodos e sistemas de planeamento energético de modo a encontrar estratégias que permitem ultrapassar as atuais barreiras (COSTA, 2009).

Diversos instrumentos e mecanismos de planeamento energético sustentável têm vindo a promover as energias renováveis tornando-as economicamente atrativas e viáveis. Exemplos disso, são as tarifas de injeção de energia elétrica renovável na rede, o certificado verde e o mecanismo de desenvolvimento limpo (DUIC et al., 2000, MADLENER et al., 2005). Mas, devido a deficiência e/ou falta de planeamento energético, uma característica comum das ilhas, a exploração de instrumentos e mecanismos de planeamento energético sustentável é muito fraco.

No caso em estudo, o setor de energia não tem sido integrado numa política global de energia, infraestruturação e desenvolvimento económico do país (SANTOS, n.d.).

O acesso à energia elétrica representa um dos maiores obstáculos no desenvolvimento do país, visto que Cabo Verde tem enfrentado de uma forma contínua sérios problemas com a falta de capacidade para suprir a procura elétrica devido às questões técnicas, financeiras e estruturais. Para além disso, o sistema energético Cabo-verdiano tem contribuído para um aumento da poluição local e global do mercado interno, devido a elevada procura de combustíveis fósseis, principalmente no sector de transporte, sistema de geração elétrica e produção de água (SANTOS, n.d.).

Considerando que por um lado o país apresenta falta de recursos naturais como, água, floresta e petróleo e por outro, apresenta um grande potencial para energias renováveis, como a eólica e a solar, este é um caminho viável para o desenvolvimento de uma base económica e tecnológica sustentável do país.

## **1.2 Objetivos e Contribuição da Dissertação**

Este trabalho tem o objetivo principal de efetuar uma análise comparativa em termos económicos e ambientais entre duas hipóteses para a expansão do sistema de geração elétrico da ilha a médio-longo prazo (2030): um cenário que engloba a evolução do sistema sob o paradigma da produção centralizada de energia; e um outro cenário onde o aumento de capacidade instalada será efetuado apostando na descentralização dos sistemas de produção. O primeiro retrata o planeamento energético do Governo de Cabo Verde para o país e o segundo consiste num cenário elaborado no âmbito deste trabalho e que pressupõe o aumento de capacidade de geração de eletricidade através da instalação de sistemas de microprodução de energia elétrica renovável no setor residencial. Foi ainda considerado um terceiro cenário onde se analisa o aumento de capacidade instalada apenas através de novas centrais de geração de eletricidade a diesel.

Para tal perseguiram-se três objetivos específicos: (1) Criar um modelo do sistema elétrico da ilha, caracterizando os setores económicos responsáveis pelo consumo de energia elétrica e os processos utilizados para a produção de eletricidade no ano base do projeto (2010); (2) definir o sistema de microprodução de energia elétrica que otimiza a utilização de recursos renováveis numa habitação típica da ilha; (3) e finalmente desenvolver os três cenários para a evolução do sistema elétrico baseados nos pressupostos que serão apresentados mais adiante.

### **1.3 Organização da dissertação**

Este trabalho encontra-se estruturado do seguinte modo: o primeiro capítulo inclui a contextualização do trabalho e os objetivos a atingir; o segundo capítulo apresenta as ferramentas de planeamento e gestão energética, caracterização de diversos softwares de modelação energético com especial ênfase para os softwares LEAP e HOMER; no terceiro e no quarto capítulo fez-se o desenvolvimento do caso em estudo; no quinto capítulo apresenta-se os resultados da simulação, cenarização obtidos e a discussão dos mesmos; por fim, no sexto capítulo apresenta-se a conclusão do estudo, as limitações e as propostas para trabalhos futuros.



## **2 Revisão de Literatura**

### **2.1 Ferramentas de planeamento e gestão energética**

O planeamento energético e a segurança no fornecimento da energia é um dos tópicos mais importantes da economia global. Tem como objetivo planear a produção de modo a satisfazer a procura esperada num determinado horizonte de tempo, geralmente a médio e longo prazo, de forma ótima (COSTA, 2009, FERREIRA, 2009). Todavia, a tomada de decisão sobre a forma ótima de satisfazer a procura e sobre outras questões inerentes às orientações políticas, destinadas a enfrentar os desafios principais da energia é um processo complexo. Um processo que inclui muitas fases, envolvendo, quase sempre, diferentes grupos de interesses com diversas origens, papéis e ambições. Normalmente este processo requer o tratamento de um elevado número de dados que permitem descrever a situação atual, as tendências passadas, restrições/oportunidades futuras e um profundo conhecimento das vias a partir da qual podem emergir novos sistemas energéticos.

No entanto, atualmente, para o efeito de apoio à tomada de decisões energéticas, existem diversas ferramentas e base de dados disponíveis para apoiar diferentes aspetos da análise energética que funcionam como sistema/ferramenta de apoio à decisão no planeamento energético (METAXIOTIS, 2009).

A ferramenta de apoio à decisão pode ser definida como um sistema coerente de tecnologias computadorizadas (hardware, software e documentação de suporte) utilizadas pelos gestores/decisores como uma ajuda à tomada de decisão em tarefas semiestruturadas, de modo a identificar qual a melhor solução para um determinado problema (ANTONIOU et al., 1999, KERSTEN et al., 2000, RAMACHANDRA, 2009). Para o sistema energético, a FAD (Ferramenta de Apoio à Decisão) identifica qual é a melhor mix/solução energética para suprir as necessidades futuras consoante os objetivos que se quer alcançar nomeadamente, minimizar o custo energético, maximizar a utilização de recursos locais ou a eficiência global do sistema (COSTA, 2009, RAMACHANDRA, 2009).

Sendo assim, as ferramentas de apoio à decisão representam um contributo valioso para o desenvolvimento energético sustentável (SEGURADO et al., 2009). Porque permitem a seleção adequada de modelos e tecnologias para o futuro através de uma profunda análise a médio/longo prazo dos sistemas energéticos. Deste modo, servem como um incentivo para a intervenção no

âmbito do investimento em medidas de eficiência, energias renováveis e novas tecnologias de modo a aumentar a capacidade infraestruturais existentes e limitar o aumento do consumo energético (YUE et al., 2007).

Atualmente, identificar e analisar o potencial das energias renováveis é uma área de grande interesse para o setor do planeamento energético (CONNOLLY et al, 2010). Dada a sua natureza dispersa e, consequente produção descentralizada, a intermitência na sua disponibilidade e os outros fatores relacionados com a sua penetração (disponibilidade dos recursos, maturidade da tecnologia em questão e a situação do mercado) fazem com que a sua exploração necessite de procedimentos de planeamento completamente diferente das conceções do planeamento energético tradicional.

Costa (2009), afirma que uma maior integração das Tecnologias de Energias Renováveis (TER) significa uma mudança de paradigma na forma de planear e organizar o sistema energético e que a chave para a sua maior penetração está na compreensão do processo decisório no setor energético e na análise dos critérios que determinam as opções energéticas. Neste sentido, o sistema de apoio à decisão é indicado como uma excelente solução para a promoção de energia renovável na medida em que permite: localizar onde e qual o potencial dos recursos; analisar a viabilidade da exploração dos recursos através da avaliação dos custos, incentivos, retorno de investimento, restrições/benefícios ambientais e sociais (YUE et al., 2007); reduzir o risco e o grau de incerteza associado à tomada de decisão (METAXIOTIS, 2009).

Resumindo, a FAD é um elemento crucial no processo de desenvolvimento energético sustentável e na transferência tecnológica, pois permite uma demonstração coerente de análises tecnológicas de como a energia renovável pode ser implementada e, que efeitos terá sobre os outros elementos do sistema energético (CONNOLLY et al., 2010).

Mas, assim como a FAD constitui, indiscutivelmente, ferramenta fundamental para o planeamento e desenvolvimento energético sustentável, e promoção de energias renováveis também é verdade que a utilização inadequada das ferramentas existentes pode restringir ou influenciar a visão sobre a realidade. Este facto, pode conduzir a interpretações incorretas dos sistemas energéticos, resultando até em sistemas energéticos pouco ou nada sustentáveis (BHATTACHARYYA et al., 2010). Por isso, para a seleção correta das ferramentas energéticas é

indispensável a caracterização e a comparação de diferentes modelos energéticos<sup>1</sup> existentes, de modo a ter uma melhor compreensão do tipo de modelo mais adequada às necessidades do usuário, ou seja, modelo que lhe permite incorporar as especificidades do país ou região em estudo (BEECK, 2003, COSTA, 2009).

## 2.2 Classificação dos modelos energéticos

Para adotar um modelo energético é preciso compreender com clareza os conceitos subjacentes, metodologias, os dados necessários, os âmbitos da aplicação e as capacidades analíticas (SAHIR, 2007). Estudos como (GRUBB et al., 1993, HIREMATH et al., 2007, HOURCADE et al., 1996) propuseram diversos métodos de classificação e caracterização dos modelos energéticos.

Hourcade et al (1996) distinguiram 3 formas de classificações, segundo a finalidade dos modelos, as suas estruturas e os seus pressupostos de entrada. Grub et al (1993) utilizaram 6 formas para classifica-las: (1) top-down vs. bottom-up, (2) horizonte temporal, (3) cobertura setorial, (4) técnicas de otimização vs simulação, (5) grau de agregação e (6) cobertura geográfica. Hiremath et al (2007) propôs 9 formas de classificação, 1) objetivos, 2) estrutura interna, 3) abordagem analítica, 4) metodologia, 5) abordagem matemática, 6) cobertura geográfica, 7) cobertura setorial, 8) horizonte temporal e 9) dados necessários. Neste estudo será adotada a classificação segundo Hiremath et al (2007).

### 2.2.1 Objetivos

Normalmente, os modelos energéticos são desenvolvidos para tratar de questões específicas, por isso, são apenas válidos para analisar as questões para o qual foram desenvolvidos. Entretanto, atualmente muitos modelos utilizam uma abordagem integrada, em que combinam diversos objetivos específicos. Quanto aos objetivos, os modelos energéticos são classificados em 2 grupos, Geral e Específico.

- **Geral** - Classifica os modelos de acordo com as abordagens que utilizam para analisarem o futuro energético. São três os tipos de abordagens futuras: previsão, exploratório e backcasting.
- **Modelo de previsão** - prevê o futuro com base em dados históricos. Normalmente são utilizados apenas para analisar impactos a curto prazo. São muito utilizados em

---

<sup>1</sup> A designação de modelos energéticos deve aqui ser entendida como softwares de modelação energética.

modelos de procura econométricas e requerem uma representação endógena do comportamento económico e padrões de crescimento geral;

- **Modelo exploratório** - Analisa o futuro através da construção de cenários alternativos que são comparados com o cenário de referência. Os cenários são construídos com base em pressupostos económicos, recursos necessários, progressos tecnológicos, crescimento económico e populacional. Esta abordagem pode ser utilizada tanto em modelos bottom-up como em modelos top-down;
- **Análise backcasting** - analisa o sistema energético do futuro para o presente, isto é, constrói visões de um futuro desejado a partir do qual se analisa quais as mudanças necessárias para alcançar o futuro desejado.

➤ **Específicos** – Estes modelos têm objetivos específicos e concretos, como por exemplo:

- **Procura energética** - é utilizada para a projeção da procura energética e para elaborar plano de gestão da procura de modo a satisfazê-lo com o menor custo possível (DEMENTJEVA, 2009). Pode focar tanto no setor económico global como em setores económicos específicos. A determinação da procura energética é feita com base em mudanças populacionais, rendimentos, custo energéticos e outros fatores que podem influenciar a procura energética como a taxa de urbanização e eletrificação do país ou região. Entretanto, nem todos os modelos incluem todas as formas de procura energética, na verdade muitos focam exclusivamente na procura elétrica;
- **Oferta energética** – Ajuda a selecionar a tecnologia adequada para satisfazer a procura. A maioria preocupa-se apenas com os aspetos técnicos relativos ao sistema energético e permitem uma descrição detalhada de diversas tecnologias, ainda incluem aspetos financeiros para a seleção por ordem de preferência do menor custo;
- **Análises de impactos** – analisam o impacto causado pela seleção de uma determinada opção. Os impactos são causados pelo sistema energético, mas também podem resultar de certas políticas energéticas. Quase todas as ferramentas incluem os custos e benefícios como impactos. Mas também podem incluir outros impactos como mudança da situação económica, social, saúde e ambiental;
- **Avaliação de opções** – ajuda os decisores a comparar as opções energéticas. A maioria classifica as opções por ordem de preferências. A avaliação é feita segundo

um conjunto de critérios pré-estabelecidos, entre os quais a eficiência (técnica e económica) é o critério mais utilizado.

### 2.2.2 Estrutura interna

A classificação dos modelos consoante a estrutura com base nos parâmetros (que podem ou não ser determinados pelo utilizador) dá origem à estrutura de suposições internas ou externas, utilizando quatro aspetos independentes:

- ***Grau de endogeneização*** – Os modelos com um elevado nível de endogeneização tendem a incorporar todos os parâmetros nas equações do modelo, minimizando o número de parâmetros externos (por exemplo os modelos de previsão). Os de exploração e backcasting utilizam pressupostos externos para a melhor incorporação das descontinuidades nas tendências históricas;
- ***O grau de descrição do setor não energético*** – quanto maior o grau, melhor é o modelo em termos de análise dos impactos da política energética na economia em geral. O setor não energético inclui, investimento, comércio, consumo de bem e serviços não energéticos, distribuição de rendimento, entre outros;
- ***O grau da descrição da utilização final da energia*** - quanto o maior o grau da descrição, maior a capacidade do modelo para analisar o potencial tecnológico para eficiência energética;
- ***O grau da descrição das tecnologias de produção*** - um maior grau permite uma maior capacidade de análise do potencial tecnológico para substituição de combustível e tecnologias de produção.

### 2.2.3 Abordagem analítica

Segundo a abordagem analítica, os modelos dividem-se em duas categorias:

- ***Top-down*** – modelos que utilizam dados macroeconómicos para determinar o aumento do custo energético e da procura. Normalmente os modelos top-down também são modelos de equilíbrio.
- ***Bottom-up*** – identifica e analisa tecnologias energéticas específicas, identificando também opções de investimentos e alternativas (CONNOLLY et al., 2010).

Um dos aspetos mais notável na distinção entre os modelos top-down e bottom-up é a produção de resultados diferentes para o mesmo problema. Tais diferenças advêm da forma distinta como adotam as tecnologias, o comportamento dos agentes económicos na tomada de decisão, a situação atual do mercado e das situações económicas das instituições num dado período de tempo. Os modelos bottom-up focam exclusivamente no setor energético, utilizando dados altamente desagregados de modo a descrever mais detalhadamente o uso energético final e as opções tecnológicas, o que implica uma menor endogeneização dos modelos. Os modelos top-down por sua vez utilizam dados históricos agregados para analisar as relações entre o setor energético e os outros setores da economia e extrapolar o futuro, dado a esta diferença a metodologia top-down é adequada para os modelos de previsão e bottom-up para os de exploração (BEECK, 2003).

#### 2.2.4 Metodologia

Reflete a forma como os desenvolvedores dos modelos abordam os problemas colocados de modo a solucioná-los. Na prática existem 7 tipos de modelos mais usados.

- **Econométrico** - Em geral, o objetivo dos modelos econométricos é prever o futuro com a maior precisão possível através de métodos estatísticos, usando parâmetros medidos com base nos dados históricos agregados (BEECK, 2003, DEMENTJEVA, 2009). Mas, também são utilizados para analisar as interações entre a energia e a economia. As desvantagens destes modelos devem-se à não representação de nenhuma tecnologia específica, a não aplicação em análises a longo prazo e requer usuários experientes e dados de elevada qualidade.
- **Macroeconómico (Input - Output)** – Esta metodologia considera a economia global e a interação entre os setores. Na maioria dos casos é desenvolvido para explorar objetivos utilizando parâmetros e cenários que não têm necessariamente que refletir a realidade. Mas, tal como o modelo econométrico, não considera as tecnologias e expectativas a longo prazo.
- **Equilíbrio Económico** – São utilizados para análise do setor energético como parte de um sistema económico global e foca nas inter-relações entre o setor energético e o resto do setor económico. Permitem realizar análises a longo prazo.  
Distinguem-se dois tipos de modelos de equilíbrio económico: **(1) Equilíbrio parcial** – foca apenas no equilíbrio de um determinado setor, como por exemplo o equilíbrio entre a procura e a oferta energética; **(2) Equilíbrio total** – considera o equilíbrio simultâneo de

todos os mercados (ou setores) da economia, permitindo analisar os efeitos entre setores individuais.

- **Otimização** - otimiza a operação de um determinado sistema energético, dando a melhor solução consoante a variável escolhida e as restrições impostas (CONNOLLY et al., 2010). Normalmente utiliza técnicas de programação linear. Uma das desvantagens deste modelo é que exige um elevado nível de conhecimento matemático.
- **Simulação** - simula a operação de um determinado sistema energético de modo a garantir uma dada procura. Permite explorar várias hipóteses através da construção de cenários (CONNOLLY et al., 2010). São denominados de modelos de simulação estática quando representam a operação do sistema num único período de tempo e dinâmico quando o output do período em análise é afetado pelo resultado do período anterior. Uma desvantagem é que tendem a ser complexos.
- **Spreadsheet/Toolbox** – normalmente inclui um modelo de referência que pode ser facilmente modificado de acordo com as necessidades individuais. Por isso, são considerados como sendo pacotes de softwares para gerar modelos do que um modelo propriamente em si.
- **Backcasting** – analisa o sistema energético do futuro para o presente, isto é, constrói visões de um futuro desejado a partir do qual se analisa quais as mudanças necessárias para alcançar o futuro desejado.

Estas metodologias podem ser utilizadas individualmente mas, na prática os modelos utilizam combinações de metodologias. Por exemplo, as metodologias de simulação, otimização e spreadsheet são aplicados aos modelos bottom-up. Enquanto que as metodologias econométricas, macroeconómicas e de equilíbrio são geralmente aplicadas em modelos top-down.

### 2.2.5 Abordagem matemática

Entre as abordagens matemáticas mais comuns está a programação linear, a linear inteira mista e a dinâmica. Também é possível utilizar combinações de abordagens. Mas, atualmente devido as maiores exigências impostos ao planeamento energético, outras abordagens têm sido aplicadas, tais como, técnicas multicritérios e lógica de fuzzy, que não serão abordados neste estudo.

- **Programação linear** - é uma técnica prática para encontrar a melhor solução que maximize ou minimize um determinado critério consoante as restrições impostas. Requer

poucos conhecimentos do usuário, mas só pode ser utilizado em atividades que podem ser expressadas em equações lineares, por isso os resultados são muito sensíveis a variações do parâmetro de entrada.

Esta abordagem é muito utilizada em modelos de otimização, no planeamento energético nacionais e estudos energéticos (tecnológicos) a longo prazo.

- **Programação linear inteira mista** – É uma “ampliação” do modelo linear que permite a formulação técnica das propriedades e relações na modelação de sistemas energéticos de forma mais detalhada.
- **Programação dinâmica** – Utiliza-se para encontrar uma via de crescimento ótimo. O problema original é dividido em sub-problemas, para as quais são calculadas as soluções ótimas. De seguida a solução original é otimizada a partir das soluções ótimas dos sub-problemas.

### 2.2.6 Cobertura geográfica

É um fator muito importante na determinação da estrutura do modelo, pois reflete o nível para o qual a análise é feita, **global, regional, nacional, local ou projeto**. O modelo global descreve a economia global ou situação; o regional refere-se muitas vezes a regiões internacionais como Europa, América Latina, embora em alguns casos a expressão regional ou local é utilizada para especificar regiões dentro de um país; o modelo nacional considera todos os setores do país e as suas inter-relações, enquanto o mercado mundial é considerado como sendo exógeno; o local refere-se a regiões dentro de um país; por fim, o modelo de projeto (modelo sub-nacional) foca num determinado local ou aplicação.

Este último apesar da possibilidade de ser utilizado em projetos nacionais e internacionais, modelos de projetos específicos não são utilizados em projetos de larga escala (HIREMATH et al., 2007). Os modelos de aplicação global, regional ou nacional normalmente, requerem dados com um elevado grau de agregação. Ainda incluem todos os principais setores da economia e as suas inter-relações macroeconómicas, implicando assim uma simplificação considerável do setor energético. Já os modelos de aplicação locais requerem abordagens bottom-up utilizando dados desagregados.



### **2.2.7 Cobertura setorial**

Um modelo pode focar em um ou mais setores e a forma como os setores económicos são organizados é crucial para a análise. O modelo mono-setorial só considera as informações de um setor em particular, não considera as inter-relações entre os outros setores da economia.

### **2.2.8 Horizonte temporal**

É também um dos fatores que determinam a estrutura e os objetivos do modelo, pois os processos económicos, sociais e ambientais são diferentes consoante o espaço temporal. Segundo o horizonte temporal os modelos classificam-se em *curto*, *médio* e *longo prazo*. Entretanto os intervalos de tempos indicados pela literatura nem sempre são consensuais. Por exemplo segundo Grubb et. al. (1993) o intervalo de tempo a curto prazo é igual ou inferior a 5 anos, médio prazo de 3 a 15 anos e longo prazo superior a 10 anos. Enquanto Dementjeva (2009) considera o intervalo de tempo para o curto prazo igual ou inferior a 5 anos, médio a longo prazo de 15 a 25 anos e longo prazo de 30 a 100 anos.

### **2.2.9 Dados necessários**

Diferentes modelos requerem diferentes tipos de dados. Na maioria dos casos os dados são quantitativo, cardinal, ou até unidades monetários. Contudo, como em alguns casos não existem dados suficientes ou não são fiáveis, torna-se necessário recorrer a utilização dos dados qualitativos e/ou ordinal. Também, os dados podem ser classificados como agregados ou desagregados (ex. modelos de longo prazo que necessitam de dados altamente agregados, com pouca informação tecnológica).

## **2.3 Softwares de modelação energética**

Os softwares de planeamento e gestão energética tornaram-se ferramentas fundamentais para a construção de modelos energéticos. Funcionam como ferramenta padrão no processo de planeamento energético e otimização dos sistemas energéticos, incorporando diferentes tecnologias e para diferentes tamanhos (SEGURADO et al., 2009, URBAN et al., 2006).

Mas, muitos dos softwares hoje existente foram desenvolvidos com base nas experiências dos sistemas energéticos dos países industrializados, por isso, a sua aplicação nos países em desenvolvimento, é algo questionável. Atualmente existem diversas revisões literárias sobre

softwares existentes, as suas características e aplicabilidades em diferentes contextos que facilitam o processo de escolha dos mesmos.

Urban et. al. (2006) caracteriza a adaptabilidade de 12 ferramentas de modelação energética à países em desenvolvimento com base em critérios e características dos sistemas energéticos e económicos inerentes a países em desenvolvimento. Dos 12 softwares analisados concluiu-se que os modelos LEAP, MESSAGE, RETScreen e WEM são as que englobam o maior número de características referentes à países em desenvolvimento. BHATTACHARYYA et al. (2009) também analisa a adaptabilidade dos diversos modelos energéticos existentes, e como um dos itens da conclusão desta análise obteve-se que apenas MAED/MEDEE e LEAP têm características que permitem as suas utilizações em contextos amplos, incluindo os países em desenvolvimento. Lund et al. (2007) compara as metodologias e resultados de dois softwares, EnergyPLAN e H<sub>2</sub>RES, analisando e caracterizam as aplicabilidades dos dois modelos.

Connolly et al. (2010) apresentam uma das mais completas revisões dos softwares de modelação energética existentes com a caracterização, classificação e aplicação de 37 softwares.

Não sendo o objetivo principal desta tese o levantamento e caracterização exhaustiva dos diversos softwares existentes, só serão abordados alguns considerados pertinentes para este estudo (ferramentas capazes de incorporar especificidades energéticas dos países em desenvolvimento e sistemas energéticos isolados). Entretanto, os modelos LEAP e HOMER, enquanto ferramentas utilizadas para o desenvolvimento do caso em estudo, serão abordados mais detalhadamente. A tabela 1 apresenta o resumo de alguns softwares de modelação energética existentes classificados segundo os critérios apresentados na secção 2.2.

### **2.3.1 LEAP (Long range Energy Alternatives Planning)**

É uma ferramenta de modelação integrada que permite a análise e o planeamento de políticas energéticas (consumo, produção e extração de recursos) e o seu impacto ambiental, (mais especificamente ao nível da produção de gases com efeito de estufa) englobando todos os setores económicos, todas as tecnologias, todos os custos de um sistema energético bem como as externalidades para qualquer poluente. Foi desenvolvido em 1980 nos EUA e atualmente é gerido e distribuído pelo Instituto Ambiental de Estocolmo. O licenciamento do software é grátis para utilizadores qualificados de países em desenvolvimento. É aplicável a várias escalas, cidades, regiões, países e mesmo a nível global, permite ainda realizar a análise num horizonte temporal ilimitado (usualmente entre 20 e 50 anos). A sua utilização requer aproximadamente três dias de

treino (CONNOLLY et al., 2010). Além de permitir a modelação de sistemas energéticos complexos por usuários experientes, a sua forma transparente e intuitiva de modelação e a sua flexibilidade possibilitam a sua utilização por usuários menos experientes (UA, 2009).

Quanto a metodologias, LEAP integra uma grande variedade de metodologias de modelação. Do lado da procura vai desde bottom-up e métodos de cálculo a modelação macroeconómico top-down (CONNOLLY et al., 2010). Em relação à oferta apresenta métodos de cálculo e simulação que permitem modelar um sistema de geração eléctrico. Além disso, é possível incorporar informação e resultados de outros modelos mais especializados (UA, 2009). Recentemente foi disponibilizado uma nova versão “beta” capaz de realizar tarefas de optimização de sistemas energéticos.

O software LEAP foi desenvolvido à volta do conceito da análise de cenários. Estes representam a forma como os sistemas energéticos podem ser desenvolvidos com o tempo. A cenarização possibilita a criação e a avaliação de vários cenários alternativos, comparando os seus requisitos energéticos, os seus custos e benefícios sociais e os impactos ambientais. E, através do gestor do cenário é possível combinar diversas políticas energéticas individuais em cenários alternativos integrados.

As capacidades de modelação do LEAP operam a dois níveis: num primeiro nível, o LEAP calcula as emissões e consumos energéticos com base nos dados iniciais que o utilizador introduz no software; num segundo nível, o utilizador introduz expressões matemáticas que podem ser usadas para especificar alterações temporais dos dados de entrada ou criar uma variedade de modelos com múltiplas variáveis.

No que diz respeito a dados de entrada, uma das grandes vantagens da sua utilização reside no facto de não depender de uma grande quantidade de informação. Por exemplo, é possível prever a evolução de consumos energéticos e impactos ambientais sem a introdução de qualquer custo associado às tecnologias utilizadas. Entretanto, permite gerir uma vasta quantidade de informação (dados históricos e previsões) (UA, 2009) e a sua estrutura proporciona uma abordagem analítica iterativa.

Tabela 1 - Caracterização dos softwares de modelação energética

Modelos Enrgéticos	Simulação	Cenários	Equilíbrio	Top-down	Botton-up	Otimização da operação	Otimização do investimento
EnergyPLAN	Sim	Sim	-	-	Sim	Sim	Sim
H2RES	Sim	Sim	-	Sim	Sim	-	-
HOMER	Sim	-	-	-	Sim	Sim	Sim
LEAP	Sim	Sim	-	Sim	Sim	-	Sim
MESSAGE	-	Sim	Parcial	Sim	Sim	Sim	Sim
RETScreen	-	Sim	-	-	Sim	-	Sim
WEM	Sim	Sim	Parcial	Sim	Sim	-	Sim
Cobertura Geografica			Horizonte Temporal	Intervalo análise	Objectivos		
EnergyPLAN	Nacional/Estatal/Regional		1 ano <sup>a</sup>	Horário	Modelo de análise energético, económico e ambiental		
H <sub>2</sub> RES	Ilhas/locais isolados		Ilimitado	Horário	Simulação da introdução dos TER e hidrogénio nas ilhas e locais isolados		
HOMER	Local/Comunidade		1 ano <sup>a</sup>	Minuto			
LEAP	Regional/Estatal/Regional		Ilimitado	Anual	Ferramenta de modelação energético, economico e ambiental		
MESSAGE	Global		+ 50 anos	Anual	Modelo de análise da oferta energética, económico ambiental		
RETScreen	Definido pelo usuário		Max 50 anos		Modelação de energias renováveis e ambiental		
WEM	Global		(médio a longo prazo)	Anual	Modelação energético, económico e ambiental focado na pobreza e desenvolvimento		
	Setor energético considerado				Penetração de energias renováveis		
	Elétrico	Aquecimento	Transporte		Simulação 100% eletricidade	Sistema energético 100% renovável	
EnergyPLAN	Sim	Sim	Sim		Sim	Sim	
H2RES	Sim	Sim	Parcial		Sim	Sim	
HOMER	Sim	Sim	-		Sim	Parcial <sup>b</sup>	
LEAP	Sim	Sim	Sim		Sim	Sim	
MESSAGE	Sim	Sim	Sim		-	-	
RETScreen	Sim	-	-		Sim	Parcial <sup>b</sup>	
WEM	Sim	Sim	Sim		Sim	Parcial	

<sup>a</sup> O modelo só simula 1 ano, mas a combinação das simulações anuais resulta num cenário.

<sup>b</sup> Simulou 100% de penetração renováveis em todos os setores em que foi utilizado.

### 2.3.2 HOMER

É uma ferramenta de otimização *user-friendly* que assiste na configuração de sistemas de microprodução desenvolvidos em 1992 pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Simula e otimiza sistemas energéticos isolados e conectados à rede com qualquer uma das seguintes combinações tecnológicas: turbinas eólicas, painéis foto-voltaicos, hídrica (rios), biomassa, geradores de combustão interna, micro turbinas, células de combustível, baterias e armazenamento de hidrogénio. Simula a produção da eletricidade bem como o calor para o aquecimento (individual ou distrital) num período de tempo máximo de um ano com um intervalo mínimo de 1 minuto. Realiza análise de sensibilidade que pode ajudar a responder as questões de suposição (“e se”) e a investigar os efeitos da incerteza ou mudanças nos parâmetros de entrada. O objetivo da otimização é avaliar a viabilidade económica e técnica para um grande número de opções tecnológicas, considerando ao mesmo tempo a variação do custo das tecnologias e disponibilidade dos recursos. Uma análise típica requer um dia de treino (CONNOLLY et al., 2010).

### 2.3.3 Exemplo de aplicações de softwares de modelação energéticos

Atualmente, muitas das análises e relatórios internacionais, governamentais e não-governamentais (principalmente nos países desenvolvidos) concernentes a questões energéticas são desenvolvidos com suporte à ferramentas de planeamento e gestão energética. Os departamentos de Energia dos Estados Unidos de América, da Dinamarca e do Reino Unido são exemplos de agências governamentais que utilizam ferramentas de modelação energética específicas para as análises energéticas e elaboração de relatórios.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos da América utiliza o software de modelação energética e económica NEMS (National Energy Modeling System), que é a principal ferramenta para a elaboração de relatórios energéticos anuais e análises de políticas energéticas dos EUA. A ferramenta de modelação NEMS é constituída por vários módulos que cobrem todos os setores económicos e energéticos dos EUA.

O Departamento de Energia Dinamarquesa utiliza um conjunto de três ferramentas técnicas/económicas (Ramses, EMMA e Elmodel-bolig) para a elaboração de análises e cenários energéticos: o Ramses é utilizado para simular a produção de eletricidade e aquecimento distritais; o EMA é um modelo macroeconómico para analisar a procura energética no setor industrial e residencial do ponto de vista da produção e custos energéticos; e o Elmodel-bolig

analisa o consumo da eletricidade das residências com base na taxa de difusão, eficiência e vida útil dos aparelhos domésticos (BENDER, 2011).

As ferramentas acima apresentadas são exemplos de modelos de aplicações nacionais específicos, válidos apenas para regiões e propósitos para os quais foram desenvolvidos, e muitas vezes utilizados de forma restrita aos (exclusivamente pelos) departamentos e agências que os conceberam. Entretanto, nem todos os departamentos e/ou organizações têm valências técnicas e económicas para desenvolver as suas próprias ferramentas de modelação, situação que se verifica nos países em desenvolvimento. Para estes casos existem diversas ferramentas genéricas de aplicação ampla, caracterizadas pelas suas portabilidades e flexibilidades, como é o caso de ferramentas apresentadas na tabela 1, para os quais serão apresentadas de seguida os exemplos de aplicação.

EnergyPLAN foi utilizado em análises técnicas e económicas de implementação de energias renováveis tais como: na produção elétrica Dinamarquesa (LUND et al., 2007); na análise da implementação da energia eólica em grande escala; de sistemas energéticos integrados e mercados locais, para analisar o potencial das energias renováveis em estónia, Alemanha, Polónia, Espanha, Suíça e Reino Unido. Também pertence ao grupo de ferramentas de modelação energética que já foram utilizadas para simular a integração de 100% de energias renováveis tanto em sistemas energéticos isolados como em sistemas interconectadas, pois já foi utilizado para simular 100% de penetração de energias renováveis na ilha de Mijet, bem como na Irlanda e Dinamarca (CONNOLLY et al., 2010).

H2RES já foi utilizado em casos como: análise de sistemas energéticos, introdução de energias renováveis e sistemas de armazenamentos de energia em diversas ilhas como a de Porto Santo, Madeira, Corvo, Graciosa e Mijet (KRAJAČIĆ et al., 2008, LUND et al., 2007); para analisar e avaliar a viabilidade técnica e potencial para diferentes cenários para a ilha de Malta, incluindo a integração de energia renováveis e sistema de armazenamento por hidrogénio (ANTOINE et al., 2008); na implementação 100% de energia renováveis na ilha de Mijet e Portugal (KRAJACIC et al., 2009, KRAJAČIĆ et al., 2011); e na análise do potencial da biomassa na autossustentabilidade energética das fábricas de processamento de madeira.

MESSAGE já foi utilizado pelo Conselho Mundial de Energia e Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima para desenvolver vias de transição para o desenvolvimento energético e cenários de emissões de gases de efeito estufa; em outros estudos que incluem cenários de

avaliação focados na estabilização climática; em estudos de inovação do setor elétrico Iraniano; em análises alternativas para o aumento da utilização de energias renováveis e opções para o fornecimento energético nos estados Bálticos; na elaboração do plano de desenvolvimento sustentável para Cuba; no desenvolvimento de estratégia ótima para fornecimento energético em Síria com base no critério de menor custo (HAINOUN et al., 2010); por fim para simular penetração de 70% de energia renováveis no setor elétrico, 60% no setor de aquecimento, e 55% no setor de transporte. (CONNOLLY et al., 2010).

No nosso estudo as ferramentas de planeamento energético utilizadas foram o LEAP e HOMER, e que se encontram entre as três ferramentas de planeamento e gestão energética mais utilizadas, RETScreen, HOMER e LEAP (CONNOLLY et al., 2010).

RETScreen já foi utilizado para avaliar a viabilidade de implementação de energias renováveis em diversos países em desenvolvimento como por exemplo em Argélia, Líbano (viabilidade do solar térmico) e Egito (viabilidade de foto-voltaicos). Bem como na identificação do potencial de integração dos painéis solares fotovoltaicos nos edifícios; na redução de emissões de gases de efeito estufa no setor residencial (CONNOLLY et al., 2010, LENG et al., 2004) e na implementação de sistema de produção energética através da exploração da tecnologia fotovoltaica em grande escala em Dubai (HARDER et al., 2011).

HOMER é uma ferramenta amplamente utilizada na análise e otimização de sistemas/projetos energéticos isolados e conectados à rede. Já foi utilizado para analisar o potencial da energia eólica em Etiópia; para analisar a viabilidade do sistema isolado híbrido eólica-diesel em Arábia Saudita (CONNOLLY et al., 2010); para analisar o potencial e viabilidade económica da integração da energia eólica e fotovoltaica em Maldivas (VAN ALPHEN et al., 2007); para simular e otimizar sistemas híbridos diesel/eólica/solar em áreas rurais (SIM et al., 2008); para avaliar a viabilidade técnica e económica dos sistemas híbridos PV/diesel/baterias em regiões quentes (SHAAHID et al., 2008).

Foi a principal ferramenta de modelação utilizado no projeto STORIES financiado pela Comissão Europeia que visa facilitar a integração de energias renováveis em regiões remotas da Europa (ilhas e comunidades remotas) (TSIKALAKIS et al., 2010).

Tal como mencionado anteriormente, o software LEAP, atualmente, é uma das ferramentas de modelação e gestão energética mais utilizada e tem tido influência nas políticas energéticas

adotadas em vários países como China, EUA e Filipinas. Tornou-se numa ferramenta padrão para a elaboração de relatórios nacionais para a UNFCCC (BHATTACHARYYA et al., 2009). Já foi utilizado em diversos estudos como: análise do potencial de redução da procura energética e emissões de gases de efeito estufa (GEE); análise de viabilidade da implementação de energia sustentável na Ilha de Crete na Grécia (GIATRAKOS et al., 2009); para desenvolver critérios de seleção dos modelos energéticos e para testar a aplicabilidade dos mesmos em Paquistão (DEMENTJEVA, 2009); para simular cenários de transição energético para energias renováveis em Beijing (URBAN, 2009); para criar, simular e analisar cenários de mitigação de gases de efeitos estufa em países em desenvolvimento (PETER ERICKSON, 2009).

Em Cabo Verde um dos primeiros estudos em que se utilizou uma ferramenta de modelação foi em 1995. BINDNER et al. (1996) utilizaram o software WINSYS para a análise da viabilidade técnico e económico da implementação de um sistema de produção energética híbrida, diesel e eólica, integrada com a dessalinização de água. Num outro estudo realizado por John Olav (1995) foi utilizada a mesma ferramenta para análise do custo benefício do aumento da penetração da energia eólica na rede elétrica da cidade da Praia.

Segurado et. al. (2010) utilizaram a ferramenta de modelação H2RES para estudaram a viabilidade técnica e ambiental do aumento da penetração da energia renovável na ilha de S. Vicente, combinando a produção energética, a produção de água dessalinizada e armazenamento hídrica.

Nørgård e Fonseca (2009) utilizaram a ferramenta de simulação IPSYS para analisar a viabilidade da implementação de sistemas combinados de diesel-eólica com elevada penetração de energia eólica e de baixo risco em três ilhas de Cabo Verde, Santiago, São Vicente e Sal.

Roque (2008) utilizou o software HOMER no estudo do caso prático da eletrificação rural de duas localidades remotas, Tarrafal e Monte Trigo, da ilha de Santo Antão com recurso a sistemas de mini-rede. O software HOMER foi utilizado para a otimização do sistema de produção elétrica combinando as tecnologias fotovoltaica, eólica, hídrica e diesel.

Costa (2002) utilizou LEAP e MED PRO para o desenvolvimento de cenários de evolução do consumo energético na ilha de Santo Antão.

Existem também, outros estudos energéticos igualmente relevantes para os quais não foram utilizados softwares de modelação energéticos, é o caso do estudo de Pereira et al. (2009) que



procura encontrar a solução ótima para produção de energia elétrica para a vila remota de Monte Trigo, Santo Antão.

Por fim, Duic et. al (2000) e Duic et. al (2003) analisaram a possibilidade de transferência de tecnologias renováveis para as ilhas de Santo Antão e Santiago, respetivamente. Os estudos visam avaliar a viabilidade económica da implementação de projetos de geração de energia ao abrigo do programa Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, criado no âmbito do Protocolo de Quioto.

### 3 Caso Estudo – Ilha de Santiago, Cabo Verde

#### 3.1 Características geofísicas e sociais de Cabo Verde

O arquipélago de Cabo Verde, de origem vulcânica, está localizado no Oceano Atlântico, a 450km das costas Senegalesas e situa-se entre os paralelos de 17°12' e 14°48' de latitude norte e os meridianos 22°44' e 25°23' de longitude oeste. Cobre uma superfície total de 4.033km<sup>2</sup> distribuído por dez ilhas e 8 ilhéus (COSTA, 2009, DGIE et al., 2005). As nove ilhas habitadas têm uma população total de aproximadamente 491575 (residentes e fora do país) (INE, 2010) caracterizada por uma acentuada dispersão devido à natureza arquipelágica do país, à forma e o contexto como ocorreu o povoamento de cada uma das ilhas.

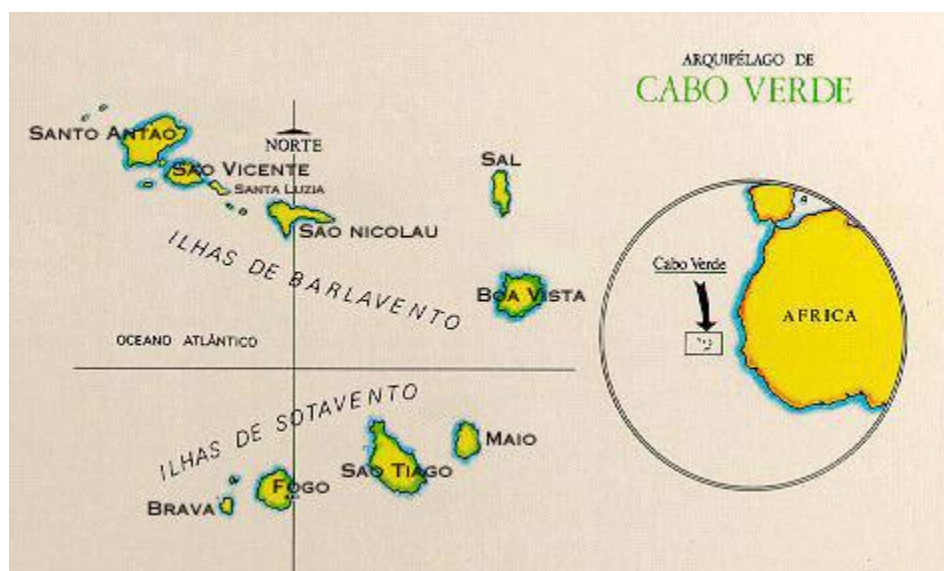


Figura 1 - Localização do arquipélago de Cabo Verde (COSTA, 2009).

As condições meteorológicas no arquipélago de Cabo Verde são influenciadas pelo Anticiclone dos Açores praticamente durante todo o ano, estando por isso quase que continuamente no fluxo dos ventos alísios<sup>2</sup> provenientes desse núcleo de altas pressões (Costa, 2009). A distribuição local dos ventos alísios divide o arquipélago de Cabo Verde em duas regiões geográficas, barlavento (“do lado de onde sopra o vento”), constituído pelas 6 ilhas mais a norte e sotavento, constituído pelas 4 ilhas situadas mais a sul.

<sup>2</sup> Os ventos alísios são ventos regulares de origem nor-nordeste, húmidos e frescos se o percurso marítimo for considerável, ou secos e quente quando provêm do Continente Africano.

O clima é do tipo tropical seco, caracterizado pela existência de duas estações: uma longa estação seca, de novembro a junho, e uma curta estação das chuvas, de julho a outubro (Costa, 2009). A temperatura média anual é aproximadamente 22°C, com média máxima mensal de 26,7°C no mês de setembro e mínima de 18,4° nos meses de janeiro e/ou fevereiro (DGIE et al., 2005).

A nível económico, Cabo Verde pertence ao grupo dos países de desenvolvimento médio. Nos últimos anos tem-se verificado um desenvolvimento económico considerável com o PIB a crescer 7%/ano entre 2004 e 2007. Mas com a crise de 2008 o crescimento do PIB decresceu para 4,5% e 5% em 2009. A economia é dominada pelo setor dos serviços que é a principal fonte de rendimento nacional. Nos últimos 12 anos, a sua contribuição no PIB, tem estado sempre acima dos 60%. Em 2008 foi responsável por 75,5% do PIB nacional, seguido pela indústria (16%) e agricultura (8,5%) (ADB, 2009).

O turismo tem sido um dos grandes veículos do desenvolvimento económico do país. É um dos principais contribuintes no setor de serviços contribuindo com mais de 50% a partir de 2006. A sua contribuição no PIB aumentou para mais de dobro, passando de 9,4% em 2001 para 22,0% em 2008 (BCV, 2004, 2010).

A água é um recurso escasso em Cabo Verde, uma grande percentagem potável consumida é dessalinizada. Por isso, é de vital importância considerar o ciclo de produção de água no plano do desenvolvimento energético do país. A intensidade energética da dessalinização da água por osmose inversa, tecnologia utilizada na ilha de Santiago, está entre 4kWh/m<sup>3</sup> e 7kWh/m<sup>3</sup> (MARÍN et al., 2001). Para a ilha de Santiago a intensidade<sup>3</sup> energética da dessalinização, sem considerar a bombagem, é 3,81kWh/m<sup>3</sup>.

A ilha de Santiago, situada na região geográfica de Sotavento (15° 06' N 23° 39' O), é a maior ilha com aproximadamente 1.000 km<sup>2</sup> e 273919 habitantes (55,7% da população residente em Cabo Verde). É constituída por 9 regiões administrativas, conselho da Praia, São Domingos, Santa Catarina, São Salvador do Mundo, Santa Cruz, São Lourenço dos Órgãos, Ribeira Grande de Santiago, São Miguel e Tarrafal. Aproximadamente 48,3% (132317 habitantes) da população da ilha reside no capital do país (INE, 2010), cidade da Praia.

---

<sup>3</sup> Valor calculado com base no relatório de conta da Electra.

### 3.2 Energia em Cabo Verde

O setor energético de Cabo Verde está sob a tutela do Ministério da Economia, Competitividade e Crescimento, responsável pela indústria e economia. Dentro da orgânica deste Ministério, a Direção Geral de Indústria e Energia é a que tem maior responsabilidade na execução da política energética, que dispõe, para o efeito, de uma Direção de Serviços de Energia. A agência de Regulação Económica (ARE) assegura a regulação do setor.

O abastecimento de combustíveis petrolíferas é garantido por duas companhias que operam no mercado de importação, armazenamento e distribuição de combustíveis fósseis: a Shell Cabo Verde, filial da multinacional Royal Dutch Shell e a ENACOL, empresa privada com participação do Estado, da companhia Angolana Sonangol e da Portuguesa GALP (DGIE et al., 2005).

Os principais recursos energéticos utilizados em Cabo Verde são, combustíveis fósseis, biomassa (lenha) e energias renováveis. Os combustíveis fósseis são as principais fontes de energia primária utilizada e são constituídos pelos seguintes derivados do petróleo (diesel): a gasolina, o gasóleo, o fuel oil, o Jet A1, o gás butano e lubrificantes (MECC, 2008). Em 2009, a importação de combustíveis fósseis representou 77,5% do consumo da energia primária. O consumo da biomassa é basicamente constituído por lenha, utilizado nas zonas rurais e periféricas da cidade para a confeção de alimentos. Em 2009, correspondeu a 22,2% do total de energia primária utilizada. A energia renovável, eólica e solar, é utilizada principalmente na produção da eletricidade que no período de 2009 a 2010 teve um aumento de penetração (da capacidade total instalada, não despachável)<sup>4</sup> de 2,5% para 11,6%.

A par dos custos da insularidade, a dependência energética de Cabo Verde em relação ao exterior constitui uma das principais causas da vulnerabilidade económica do país (ONU, 2005), além de constituir uma fatura pesada no balanço externo do país. Pois, nos últimos 4 anos a importação de combustíveis corresponderam a valores superiores a 10% da totalidade de produtos importados (ALFÂNDEGAS, 2010) (o banco Mundial aponta valor superior a 11% entre 2007 e 2009), absorvendo consideráveis recursos financeiros que poderiam ser direcionados para outros investimentos.

Devido à vulnerabilidade ambiental do país, o sistema energético Cabo-verdiano enfrenta dois problemas com elevado impacto ambiental: primeiro, o aumento da poluição local e global do

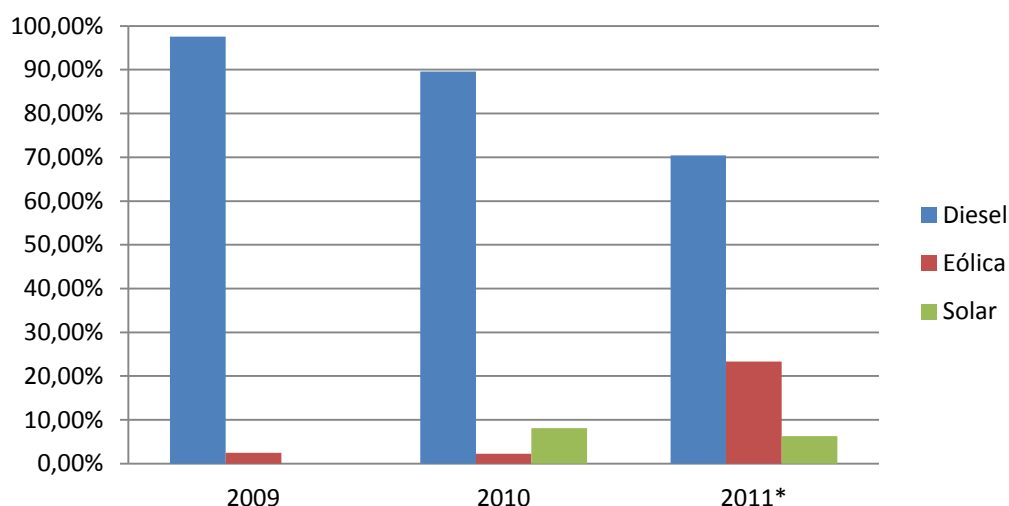
---

<sup>4</sup> Valores calculados pelo autor.

mercado interno, devido à elevada procura dos combustíveis fósseis, principalmente no setor de transporte, sistema de geração elétrica e produção de água; segundo, o aumento da procura da lenha contribuindo para desertificação acentuada pela escassez de recursos naturais como floresta (SANTOS, n.d.).

### 3.2.1 Sistema Elétrico de Cabo Verde

A produção e distribuição da energia elétrica em Cabo Verde são predominantemente asseguradas pela ELECTRA, empresa que opera em todo o país. Apesar da legislação prever a existência de produtor independente, apenas algumas empresas e hotéis produzem eletricidade para o autoconsumo (COSTA, 2009). Todavia, nalgumas zonas isoladas os municípios gerem pequenas redes elétricas alimentadas por geradores a diesel. Em 2010, a Electra tinha uma potência instalada de 82,415MW. O gráfico da figura 2 apresenta a repartição de potência instalada por tipo de recursos utilizados pela mesma.



\*Incluindo as centrais em construção

**Figura 2 - Distribuição da potência instalada por recursos.**

A produção de energia elétrica é caracterizada pela existência de centrais a diesel de médio porte, nos principais centros urbanos e de diversas minicentrais, isoladas e dispersas em diversas localidades das ilhas e municípios secundados por uma rede ainda antiga e, em muitos casos, obsoleta.

As perdas técnicas e não técnicas na rede elétrica de Cabo Verde, aliadas a uma gestão, porventura, inadequada, constituem problemas mais sérios com os quais a companhia de geração, transmissão e distribuição de eletricidade se defronta. A nível nacional, em 2010, as

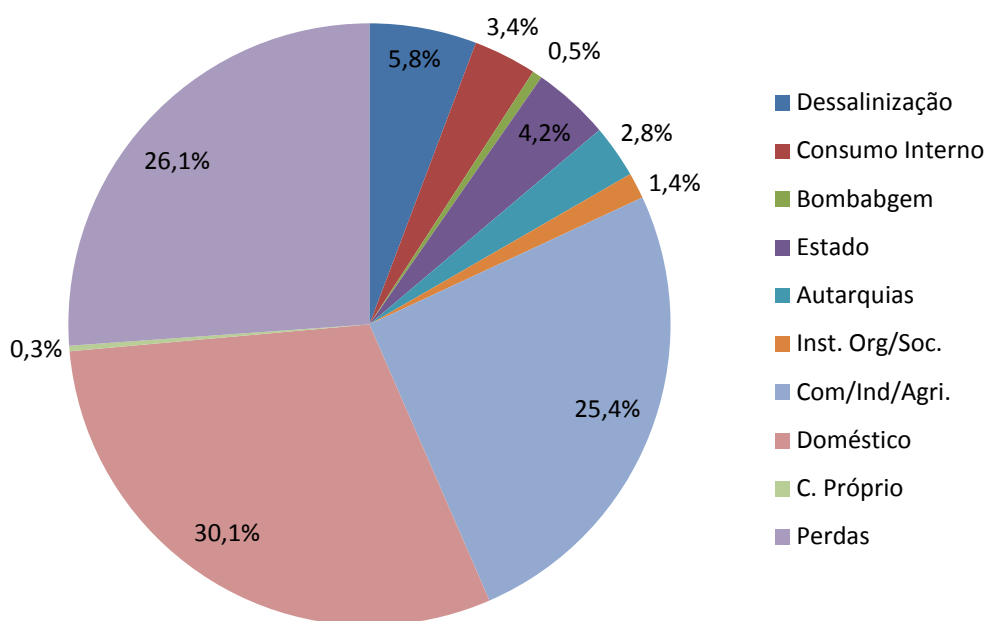
perdas técnicas e não técnicas atingiram o valor de 26,1% (Figura 3). De realçar que essas perdas têm uma incidência maior na ilha de Santiago, onde atingiram o valor de 34,2% (ELECTRA, 2010). Esta situação tem provocado enormes problemas de tesouraria à empresa, os quais são agravados com o não pagamento e/ ou regularização tardia das faturas.

A dispersão das centrais e as perdas na rede, aliada ao facto da alimentação das unidades de produção basear-se principalmente na combustão de fontes de energia de origem fóssil tem gerado um conjunto de constrangimentos, designadamente a nível da logística, custos de produção, gestão e ambiente. Para além desses constrangimentos, deve-se ainda considerar a forte dependência externa, visto que a totalidade do combustível fóssil consumido é importado, ficando o país exposto às oscilações dos preços de produtos petrolíferos no mercado internacional, tanto mais que, para agravar a situação, Cabo Verde não dispõe, ainda, de unidades de armazenamento de combustíveis que permite acomodar ou amortecer os efeitos dessas oscilações.

Atualmente já estão instaladas duas centrais foto-voltaicas, uma na ilha de Santiago e outra na ilha do Sal, quatro centrais eólica, nas ilhas de Santiago, Sal, São Vicente e Boavista. A meta proposta é alcançar uma penetração de energias renováveis de 25% em 2011, 50% até 2020 e ter pelo menos uma ilha a 100% renovável (MECC, 2008).

Em 2007, o pico da procura de energia elétrica nas ilhas maiores (Santiago e São Vicente) situava-se entre 10 a 20 MW. Todavia, os picos da procura energética têm vindo a aumentar constantemente nos últimos anos, e espera-se um aumento drástico nos próximos anos, devido ao aumento das atividades relacionadas com o turismo (NØRGÅRD et al., 2009).

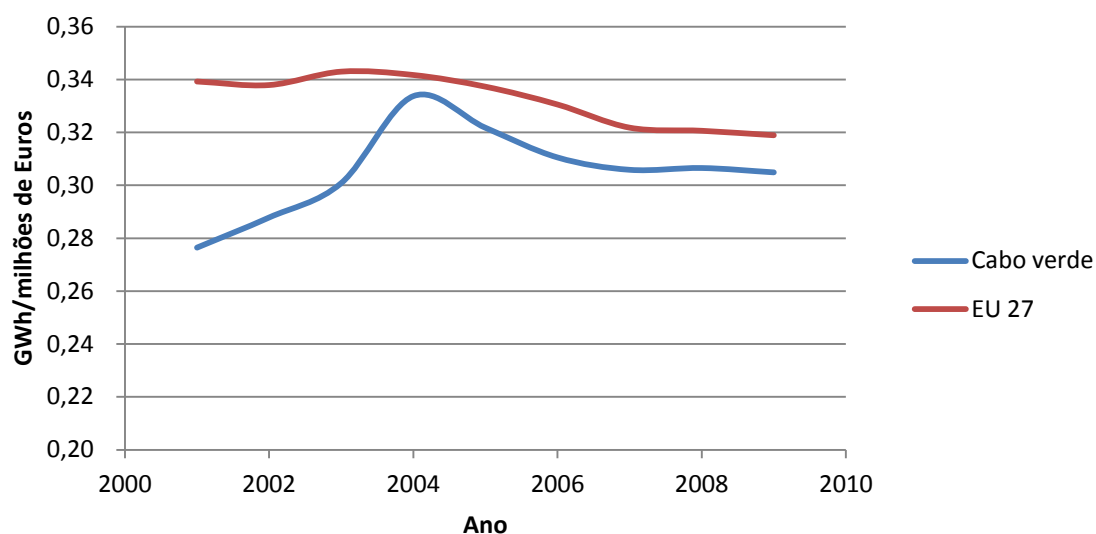
O setor doméstico é o maior consumidor da energia elétrica produzida em Cabo Verde. Em 2010 consumiu cerca de 46,9% da energia elétrica faturada pela Electra, seguido do conjunto Comercio/Industria/Agricultura que consomem 34,3% e dessalinização da água que consome cerca de 6% de toda energia elétrica produzida em Cabo Verde, como se pode verificar na figura 3.



**Figura 3 - Distribuição do consumo da energia elétrica produzida em Cabo Verde 2010.**

Entre 2001 e 2010, o crescimento anual médio da geração de energia elétrica foi de 7,6% por ano, atingindo os 318.413 MWh em finais de 2010 (ELECTRA, 2010), o que à primeira vista aponta para a existência de correlação entre o aumento da geração de energia elétrica e o crescimento económico, que cresceu 6,5% por ano. O maior crescimento anual da geração de energia elétrica em relação ao crescimento económico pode ser explicado pelo facto do país estar ainda no processo de eletrificação.

Todavia, pelo gráfico 4 pode-se concluir que intensidade energética da economia está abaixo da média Europeia (EU 27), mas com uma tendência evolutiva crescente. A baixa intensidade energética da economia não se deve a uma melhor eficiência energética, mas sim à carência elétrica/energética do país e a um fraco desenvolvimento elétrico face ao desenvolvimento económico.



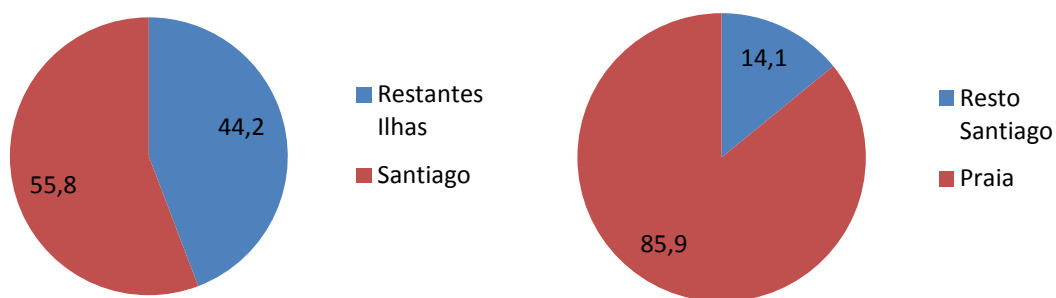
**Figura 4 - Gráfico da intensidade elétrica da economia de Cabo Verde e Europeia, 2001 - 2010**

Cabo Verde tem pela frente enormes desafios a vencer, visando reduzir a dependência externa em termos energéticos utilizando recursos energéticos renováveis na produção de eletricidade; diminuir os custos de produção e distribuição de eletricidade; regularizar o fornecimento da energia elétrica; reduzir o impacto negativo da produção sobre o ambiente; promover a eficiência e economia energética; melhorando por essa via a competitividade das empresas e da economia, assim como, a qualidade de vida dos cabo-verdianos. Para atingir esses objetivos foram já preconizados um conjunto de medidas de políticas energéticas, a curto, médio e longo prazo, as quais se traduzem na instalação de centrais únicas (interligação das diferentes redes elétricas) por ilha, recurso a fontes renováveis de energia, designadamente solar foto-voltaico e eólica, aumento significativo da capacidade de armazenamento de combustíveis e introduzir um novo paradigma de gestão, tendente a melhorar eficiência e eficácia do sistema energético nacional. Todas essas medidas constam do documento de orientação estratégica, Plano Energético Nacional, que preconiza o desenvolvimento de setor energético de Cabo Verde, num horizonte até 2020.

### **3.2.2 Sistema Elétrico da Ilha de Santiago**

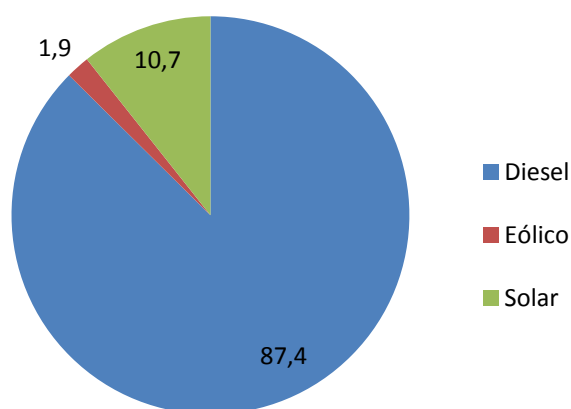
Na construção do modelo, considerou-se 2010 o ano base para a análise do sistema elétrico. Em 2010 o setor eléctrico da ilha de Santiago produziu mais de 55% (177642 MWh) de toda eletricidade produzida em Cabo Verde. Destas, mais de 85% (152585 MWh) foi consumida na cidade da Praia (Figura 5).





**Figura 5 – Gráfico comparativo energia produzida Santiago Vs. Restantes ilhas e Praia (capital) Vs. Resto Santiago.**

Em 2010, Electra tinha uma capacidade instalada total de 40,974MW repartido por seis centrais diesel, uma eólica e uma solar (Figura 6).



**Figura 6 - Repartição de potência por recursos (2010).**

O consumo é caracterizado por um baixo fator de carga, aproximadamente 50%<sup>5</sup> em 2009, por picos de consumo bastante elevados e por baixo consumo médio, fazendo com que o custo fixo da produção seja distribuído sobre uma menor quantidade de energia elétrica produzida, aumentando assim o custo final da eletricidade. Situação que pode agravar ainda mais com o crescente desenvolvimento turístico da ilha, que irá introduzir variações sazonais significativas na procura elétrica.

<sup>5</sup> Valor calculado com base no perfil de carga e pico da procura rede elétrica principal (rede elétrica da praia).

$$\text{Fator de carga} = \frac{\text{Consumo médio}_i (W)}{\text{Consumo máximo}_i (W)}, \text{ em que } i \text{ é o período do consumo.}$$

Uma maior variação exigirá também uma maior margem de reserva, que apesar de ser elevada, 40.9% na rede principal (cidade da praia), é frequente os cortes de energia elétrica nas horas de ponta.

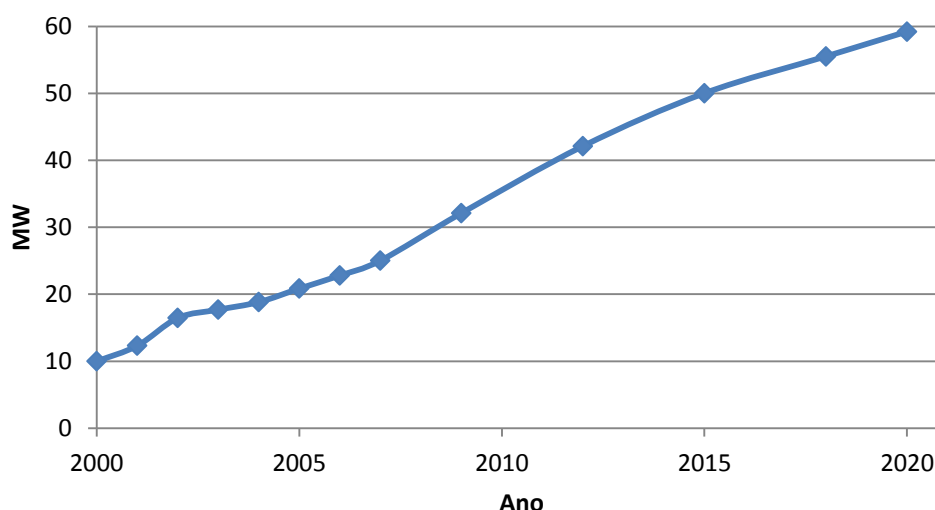
É de salientar que apesar do crescimento anual médio da procura ser elevada, 7.8% de 2006 a 2009, o crescimento anual médio das perdas é muito elevada, 29.6%. O que traduz num crescimento efetivo (faturável) de 3.6%. A tabela 2 apresenta o histórico da evolução da produção energética da ilha.

**Tabela 2 - Histórico de evolução da produção de energia elétrica, perda elétrica e taxa de eletrificação.**

Ano	Produção energética		Perdas		Cobertura elétrica
	GWh	Crescimento (%)	MWh	Crescimento (%)	(%)
2005	117,37		28,45		59
2006	124,84	6,36	40,81	43,44	63
2007	138,80	11,18	47,81	17,6	66
2008	151,26	8,97	55,22	15,50	68
2009	158,48	4,77	56,59	2,48	75
2010	177,64	12,09	60,73	7,31	83 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>Projeção

A evolução do pico da procura tem sido bastante acentuada, segundo as projeções da ELECTRA apresentado no gráfico da figura 7, prevê-se que em 2020 o pico da procura seja 6 vezes o pico de procura em 2000.



**Figura 7 - Gráfico do histórico de evolução e projeções dos picos da procura (adaptado de (NØRGÅRD et al., 2009)).**

A ilha de Santiago teve um consumo per capita de 220kWh em 1996 e 326kWh em 2000 (DUIC et al., 2003). E, em 2010 foi 649kWh, ligeiramente abaixo do valor projetado por Duic et al. (2003), 720kWh em 2010 e 2700kWh em 2030. E segundo o mesmo, tal crescimento exponencial é causado pela crescente eletrificação da ilha, elevado crescimento populacional devido ao crescimento demográfico e imigração, exaustão dos recursos de água que terão que ser substituídos pela água dessalinizada e o crescimento económico.

O custo da eletricidade (0.303€/kWh) é aproximadamente duas vezes superior a da zona Euro (EU27, 0.143€/kWh). O que segundo Lundsager et al. (2001), na escala dos preços de eletricidade em zonas isoladas produzidas a partir de tecnologia diesel, corresponde a um custo médio<sup>6</sup>. Todavia, o governo pretende reduzir o custo de eletricidade para 25% superior ao da zona EU 27.

Uma das estratégias adotada pelo governo para a redução do custo da eletricidade é a interligação das diversas redes existentes, construção de uma central única e eliminação das pequenas centrais no interior da ilha. As diferentes redes elétricas começaram a ser conectadas em 1999, conectando Praia a S. Domingos e estava previsto conectar a assomada em 2010 (DUIC et al., 2003), mas o projeto está ainda em fase de execução. A figura 8 representa o esquema simplificado da interligação dos principais centros através de redes de 60kV e 20kV.

---

<sup>6</sup> Baixo custo – na ordem de 0.20USD/kWh; Custo médio – na ordem de 0.45USD/kWh; Elevado Custo – na ordem de 1.0USD/kWh.

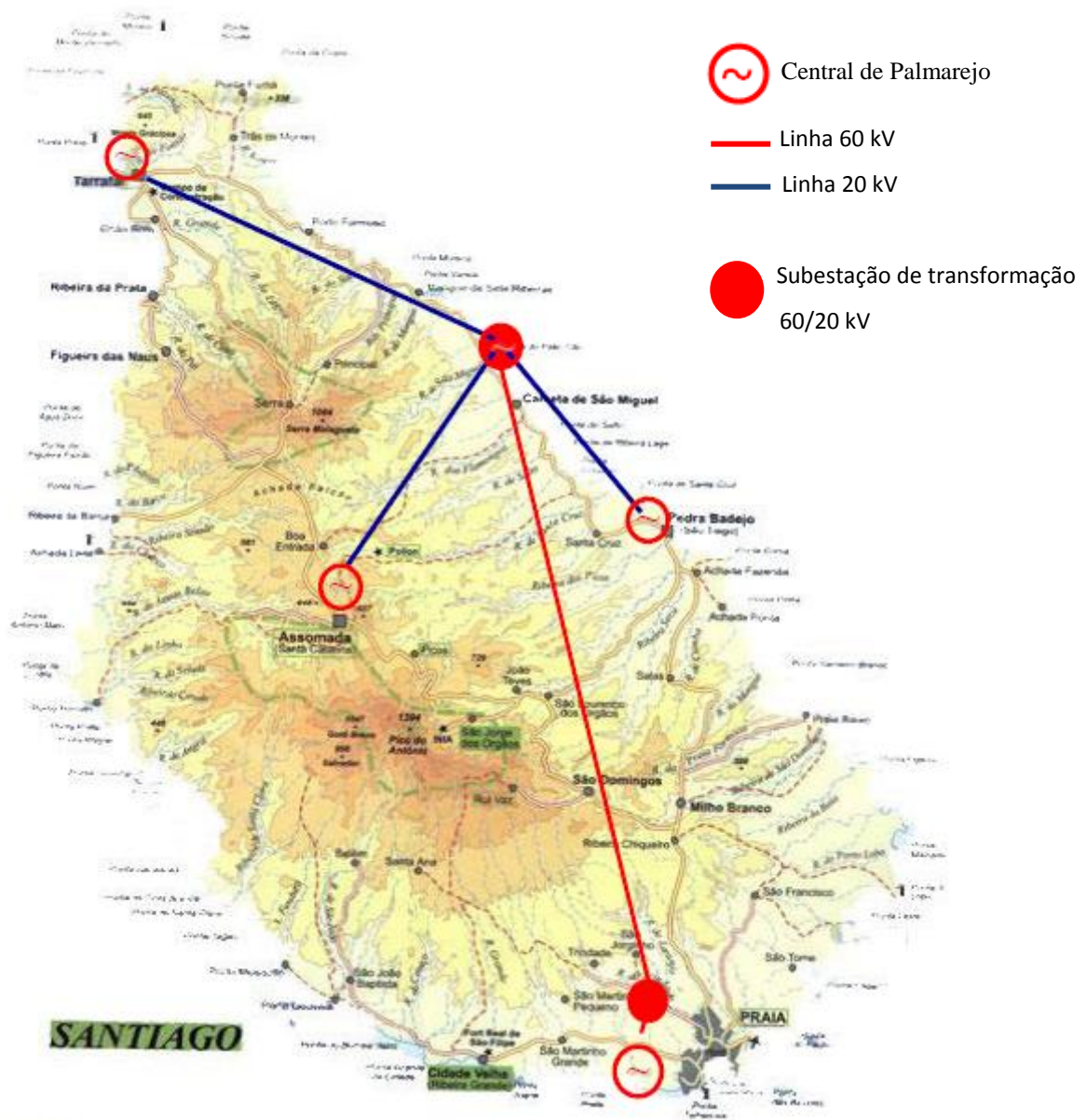


Figura 8 - Projeto interligação das redes da ilha de Santiago.

A emissão de CO<sub>2</sub> devido à produção elétrica em 2000 foi de 50kt e espera-se um aumento para 150kt em 2010, 388kt em 2020 e 8025kt em 2030 (DUIC et al., 2003).

### 3.3 Modelação do Sistema Elétrico da Ilha de Santiago

A modelação e cenarização serão feitas com recurso a dois softwares de modelação energética, LEAP e HOMER.

O software LEAP será utilizado, numa primeira fase, para construir um modelo para o sistema de energia elétrica da ilha de Santiago englobando os setores responsáveis pelo consumo de energia elétrica e os processos que geram essa mesma energia. O HOMER será utilizado para otimizar um sistema de microprodução de energia elétrica renovável que permita suprir as necessidades de uma residência típica na Ilha de Santiago. Os resultados obtidos nesta otimização serão posteriormente utilizados para a construção do cenário “Microprodução”.

Numa fase posterior, foram desenvolvidos 3 cenários para a evolução do sistema elétrico da ilha de Santiago: (1) o cenário de referência que representa a possível evolução do setor elétrico com base nas políticas energéticas estabelecidas pelo governo; (2) no cenário diesel considerou-se apenas a utilização de tecnologia diesel para satisfazer a procura elétrica; e (3) no cenário da microprodução considerou-se a introdução de microprodução no sistema elétrico. Esta cenarização será abordada com detalhe no capítulo 4.

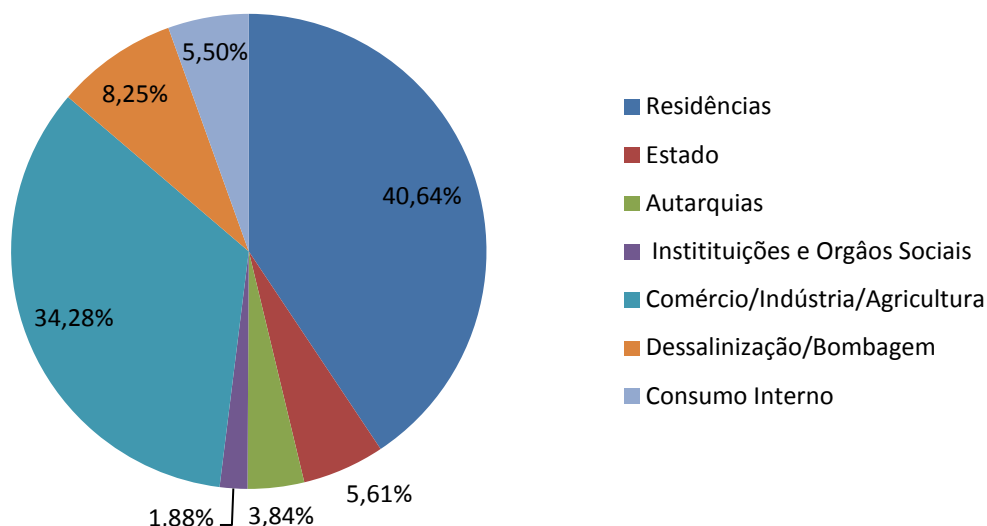
#### 3.3.1 Setores Responsáveis pela procura de Eletricidade

Os setores de atividades foram divididos em residencial (subdividido em urbano e rural), comércio/indústria/agricultura, organismos do estado (subdividido em estado, autarquias, instituições e órgãos sociais) e por fim a dessalinização e bombagem. A tabela 3 apresenta o resumo da desagregação das atividades por setor e subsectores.

Tabela 3 – Desagregação dos setores de atividade responsáveis pelo consumo de eletricidade

SETORES DE ATIVIDADE	SUBSETORES
Residencial	Urbano
	Rural
Órgãos do Estado	Estado
	Autarquias
	Órgãos e Instituições Sociais
Comércio/Indústria/Agricultura	
Dessalinização e Bombagem de Água	

Em 2010, incluindo a consumo elétrico pela companhia de produção elétrica, a procura energética total foi de 116911MWh. A figura 9 apresenta a repartição da procura elétrica por setor de atividade no ano base.

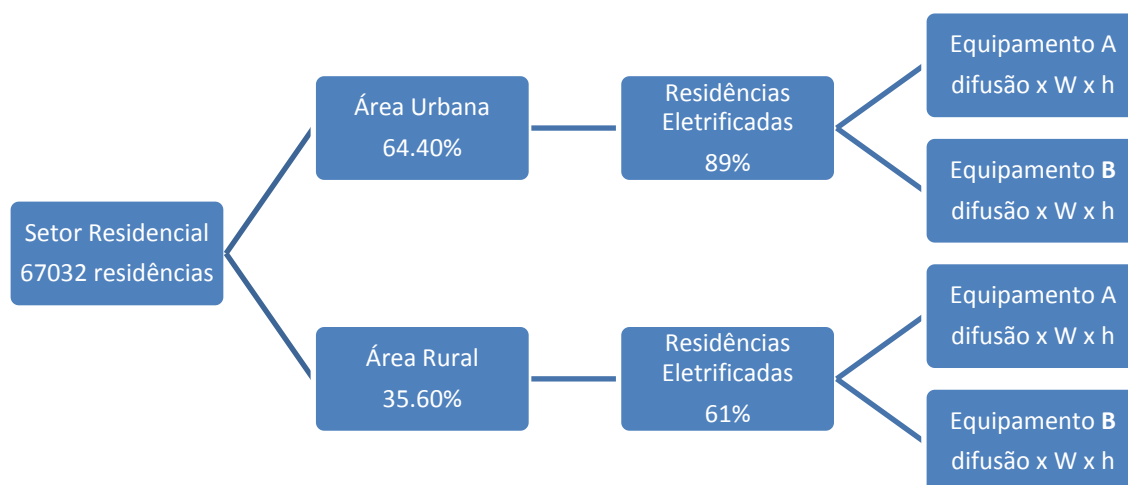


**Figura 9 - Setores responsáveis pelo consumo elétrico em Santiago (elaborado a partir dos dados constantes nos relatórios anuais da ELECTRA).**

A dessalinização/bombagem, após o setor residencial e o do comércio/Indústria/Agricultura, é a que apresenta maior procura de energia elétrica. Em 2010, representou 8.25% da procura total com uma intensidade energética de 4.10kWh por m<sup>3</sup> de água dessalinizada (3.80Wh/m<sup>3</sup> para a dessalinização e 0.30Wh/m<sup>3</sup> para a bombagem).

O setor residencial é o maior responsável pela procura elétrica, com 40.64% da procura elétrica total. Destes 79.86% é consumida na zona urbana e 20.14% é consumida na zona rural. O setor residencial foi caracterizado de forma mais detalhada. Utilizou-se uma abordagem “*bottom-up*” para modelar a procura elétrica no setor Residencial no ano base, considerando-se quatro fatores fundamentais: o tipo de equipamentos; a potência dos equipamentos; o número de equipamentos elétricos por residência; e o tempo de utilização dos mesmos. Para efeitos do processo de simulação do software, importa referir que consumo de eletricidade no setor residencial foi associado ao número de casas eletrificadas na ilha de Santiago. Assim, o consumo de eletricidade total dos equipamentos é determinado pelo produto entre a potência do equipamento, o tempo que estes estão em funcionamento e o número de casas eletrificadas com

posse dos respectivos equipamentos (figura 10). Quer isto dizer que, na construção de cenários, o número de casas eletrificadas vai influenciar o consumo total de eletricidade no sistema.



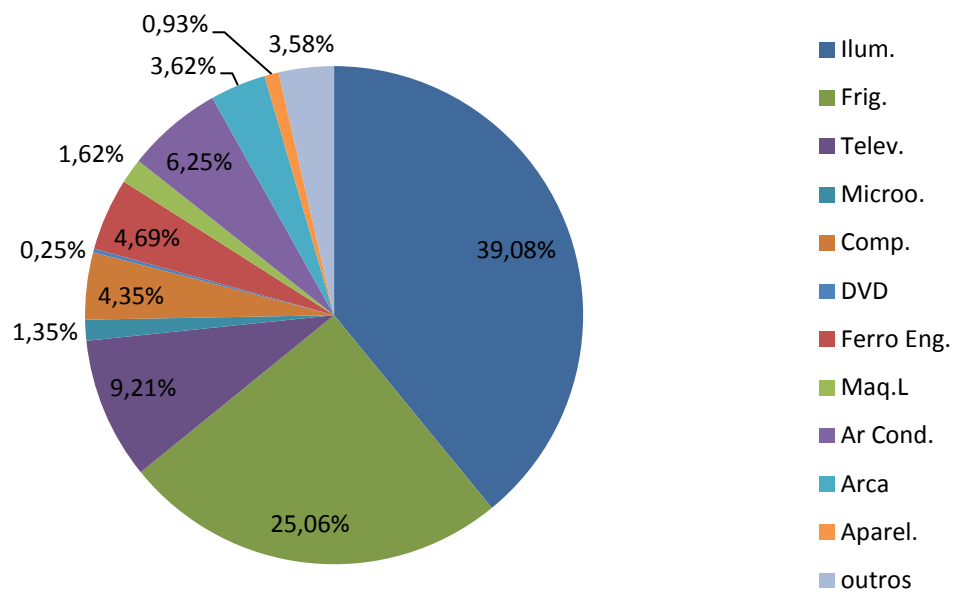
**Figura 10 - Diagrama da metodologia utilizada para calcular o consumo elétrico no setor residencial**

O tipo e o número de equipamentos por residências foi obtido do censo geral 2010 (referência) e as potências dos equipamentos e as respectivas horas de utilização (Tabela 4) foram obtidos a partir de diversas fontes que mais adiante serão especificadas. A figura 10 apresenta as contribuições dos principais equipamentos no consumo elétrico final nas residências.

**Tabela 4 - Posse de equipamentos, potência e horas de funcionamento.**

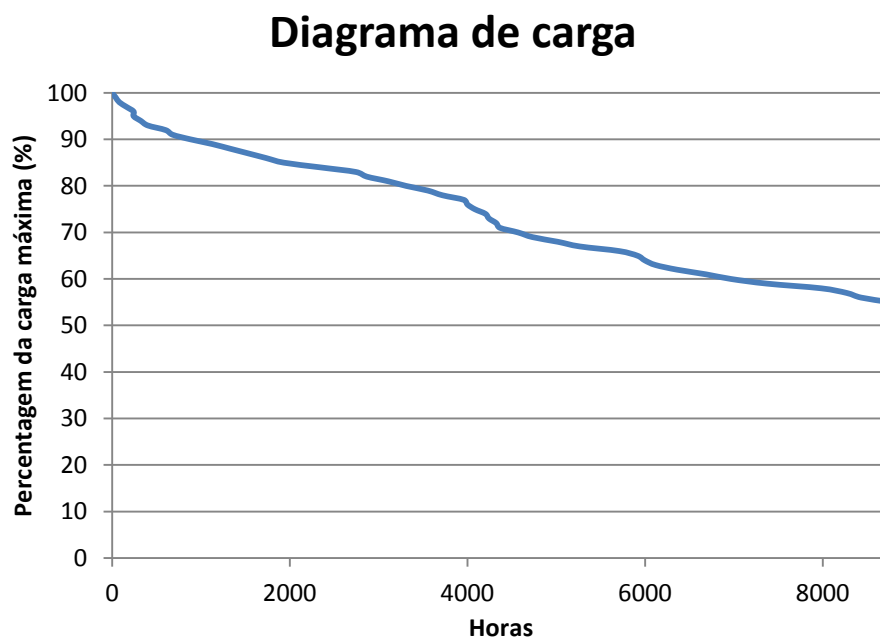
Equipamento	Difusão (%)		Potência (W)		Horas de funcionamento (h/dia)	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Lâmpadas 60W	4.00 <sup>a</sup>	2.00 <sup>a</sup>	60	60	4.00	4.00
Lâmpadas 40W	4.00 <sup>a</sup>	4.00 <sup>a</sup>	40	40	4.00	4.00
Frigoríficos	69.47	35.26	130		10.00	
Televisão	82.79	56.64	80	60	5.00	
Micro-ondas	27.63	8.92	1200		0.17	0.12
Computador	28.74	8.56	120		5.00	5.00
Vídeo/DVD	63.00	39.94	35		0.40	0.33
Ferro de engoma	89	58.24	1000		0.20	0.12
Maquina de lavar	22.70	4.05	500		0.60	0.60
Ar condicionado	4.08	1.32	1000		6.00	6.00
Arca	12.83	7.02	200		5.00	5.00
Aparelhagem	30.76	13.26	40		3.00	2.00

<sup>a</sup> Numero de lâmpadas



**Figura 11 - Consumo no setor residencial por equipamentos.**

O gráfico da figura 12 representa o diagrama de carga característico da procura de energia elétrica na ilha de Santiago em relação ao pico de carga do sistema (pico de consumo), calculada a partir do perfil de carga horária (NØRGÅRD et al., 2009) registada na rede principal da ilha de Santiago no ano 2007.



**Figura 12 - Diagrama de carga classificada para ilha de Santiago.**



O perfil de carga representa o número de horas em que a carga no sistema (necessidade de eletricidade) é inferior a um determinado valor. É utilizada para simular a procura anual de eletricidade bem como a forma como as centrais geradoras de eletricidade são despachadas nas simulações.

### 3.3.2 Processos Responsáveis pela Produção de Eletricidade

Em 2010, a ilha de Santiago tinha uma potência instalada de 46.87MW repartida por seis centrais a diesel, um parque eólico e um parque solar fotovoltaico. No mesmo ano, produziram 177642 MWh de energia elétrica. As centrais a diesel são os principais processos responsáveis pela produção de eletricidade, correspondendo a mais de 87% da potência instalada e produzindo mais de 99% da energia elétrica total produzida em 2010. A figura 13 apresenta a repartição da potência instalada e energia elétrica produzida por tipo de tecnologias.

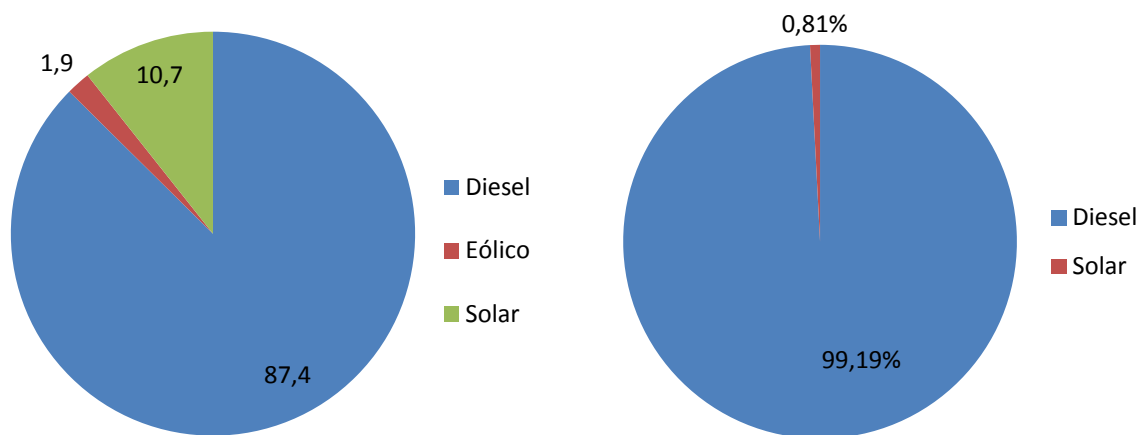


Figura 13 - a) potência instalada e b) produção elétrica por tecnologias (2010).

- **Margem de reserva e “capacity credit”**

Para os sistemas energéticos isolados recomenda-se uma margem de reserva suficiente de modo a garantir uma maior segurança no fornecimento elétrico e para prevenir possíveis incertezas na projeção de picos de procura. Considerou-se uma margem de reserva mínima de 30%, o que segundo Giatracos et al. (2009) é suficiente para garantir a segurança elétrica em ilhas.

Fórmula da Margem de Reserva:  $\frac{\text{capacidade instalada segura} - \text{pico da procura}}{\text{pico da procura}} \times 100$

Capacidade instalada segura:  $\sum_1^n (\text{capacidade instalada})_n \times (\text{capacity credit})_n$

Com  $n = 1 \dots i$  em que  $i$  é o número de centrais existentes.

A definição da margem de reserva mínima é a informação que permite ao software de simulação adicionar potência geradora de eletricidade ao sistema à medida que ela é necessária. Quando o valor se aproxima do definido como margem de reserva mínima, é adicionada capacidade de geração de modo a permitir manter margem de reserva acima do valor mínimo. O software denomina esta capacidade adicionada “internamente”, como **capacidade endógena**.

O *credit capacity* utiliza-se para calcular a capacidade a adicionar endogenamente. O valor de capacidade de crédito é definido como uma percentagem da capacidade nominal considerado seguro para calcular a margem de reserva. Para centrais térmicas é normalmente 100%. Para os recursos energéticos intermitentes (eólica e hídrica) consideram-se valores próximos dos 30%. Neste caso específico, para a tecnologia fotovoltaica considera-se 80%, uma vez que o pico de produção é coincidente com o pico da procura.

- **Custos e Eficiência da Produção de Energia Elétrica**

Para a análise económica do sistema, consideraram-se custos de capital e de operação e manutenção (O&M) presentes nos relatórios da ELECTRA projetos de instalações de energias renováveis em Cabo Verde e, em artigos e relatórios internacionais (ver a tabela 5). Quanto a taxa de juros, considerou-se um valor médio dos últimos 10 anos registados em Cabo verde, aproximadamente 10%.

**Tabela 5 - Custos de capital e de operação e manutenção das tecnologias produtoras de eletricidade**

	Diesel	Eólica	Solar
Custo de capital [€/kW]	600 <sup>a</sup>	1200 <sup>b</sup>	3800 <sup>b</sup>
Custo de O&M fixo [€/MW]	150,4 <sup>a</sup>	0	42,4
Custo de O&M variável [€/kWh]	0	0,019	0

<sup>a</sup> Calculadas a partir dos dados do relatório de conta da ELECTRA (2010)

<sup>b</sup> Calculados a partir dos custos de projetos realizados em Cabo Verde.

Considera-se ainda um custo de eletrificação por casa de 2256€ .

Para as tecnologias diesel, o cálculo da eficiência dos processos de produção foi calculado com base na quantidade de combustível consumida e a energia elétrica produzida. Em 2010 consumiu-se 41486919 litros de combustíveis (69.84% fuel oil 180 e 30.16% gasóleo) (ELECTRA, 2010).

Considerando a média ponderada da massa específica (0.95kg/l fuel oil) e da densidade energética dos combustíveis utilizados (43.33GJ/ton) e um fator de conversão de 277.78kWh/GJ (IEA,2010), obtém-se uma eficiência global das tecnologias diesel de 40%.

Para as tecnologias renováveis foi considerado uma eficiência global de 100%.

### 3.3.3 Otimização de um sistema de microprodução numa residência de Santiago

Um dos cenários a ser traçados para a evolução do sistema elétrico da ilha de Santiago pressupõe o aumento da capacidade de produção de eletricidade através da instalação de sistemas de microprodução renovável nas residências eletrificadas a partir de 2011. Assim, recorreu-se ao software de otimização energética HOMER para encontrar o melhor sistema de geração de eletricidade para uma casa típica da ilha de Santiago para um horizonte de projeto de 20 anos.

- Perfil de carga de uma residência típica da ilha de Santiago

A falta de informação sobre o perfil de carga típico de uma residência de Cabo Verde, conduziu à utilização de um diagrama do Reino Unido (YAO et al., 2005) adaptado ao consumo médio de uma casa da ilha de Santiago. Em 2010, o resultado da metodologia de cálculo apresentada no ponto 3.3.1, o consumo médio de uma casa é de 4.14kWh/dia na zona urbana e 2.74kWh/dia na zona rural. Para a otimização foi considerado uma casa com um consumo médio de 4.14kWh/dia. Todavia, de modo a considerar o aumento das necessidades elétricas de uma residência em consequência do aumento da utilização de diferentes tecnologias consumidoras de energia,

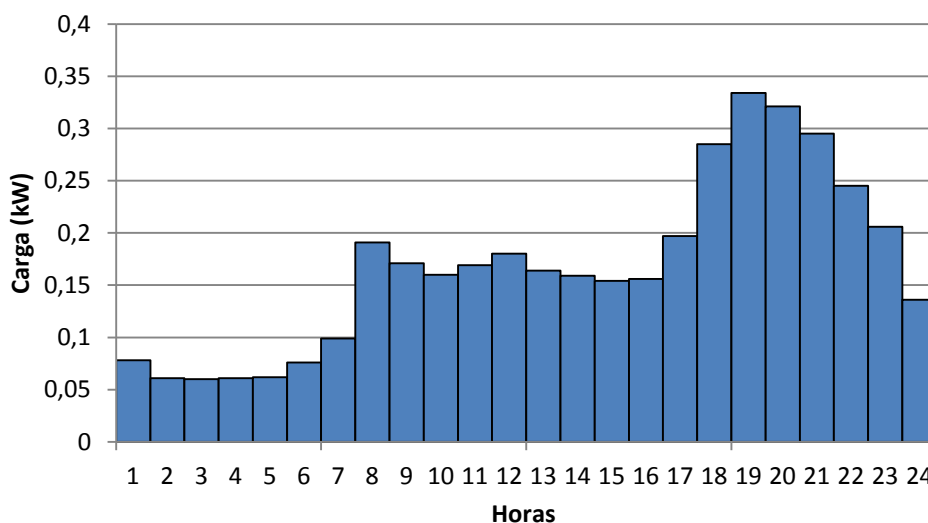


Figura 14 - Diagrama de carga residencial

analisou-se o consumo de uma residência típica em 2030 (7 kWh/dia). O gráfico da figura 14 apresenta o diagrama de carga para uma residência da ilha de Santiago.

- Recursos Renováveis

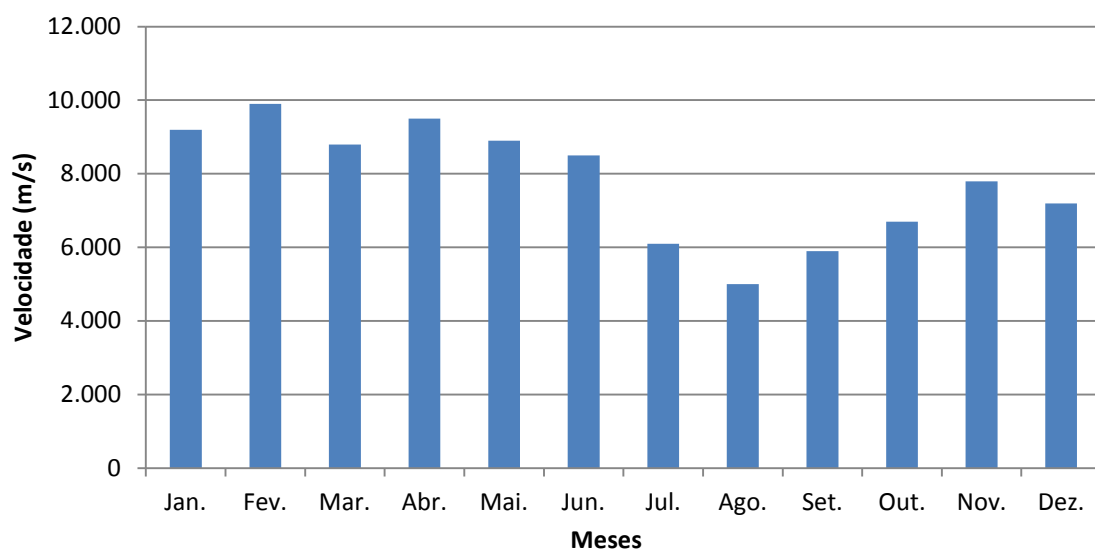
Para o sistema de microprodução foram considerados 2 recursos renováveis, eólica e solar. A velocidade média mensal do vento (figura 15) foi obtida do estudo de Norgard et al (2009) a partir do qual o HOMER sintetizou as velocidades para as 8760 horas do ano com base nos seguintes parâmetros:

***The Weibull k value (k)*** – mede a distribuição da velocidade do vento num ano. Quanto menor, maior é a variação da velocidade ao longo do ano. Normalmente considera-se que k é igual a 2. Para este estudo, utilizou-se  $k=3.7$  (30m de altura), valor obtido no estudo de Lundsager et al. (2002) no parque eólico da ilha de Santiago.

***The autocorrelation factor (r1)*** – mede a aleatoriedade do vento. Valores elevados refletem que a velocidade de vento verificada numa determinada hora depende do valor da velocidade da hora anterior.

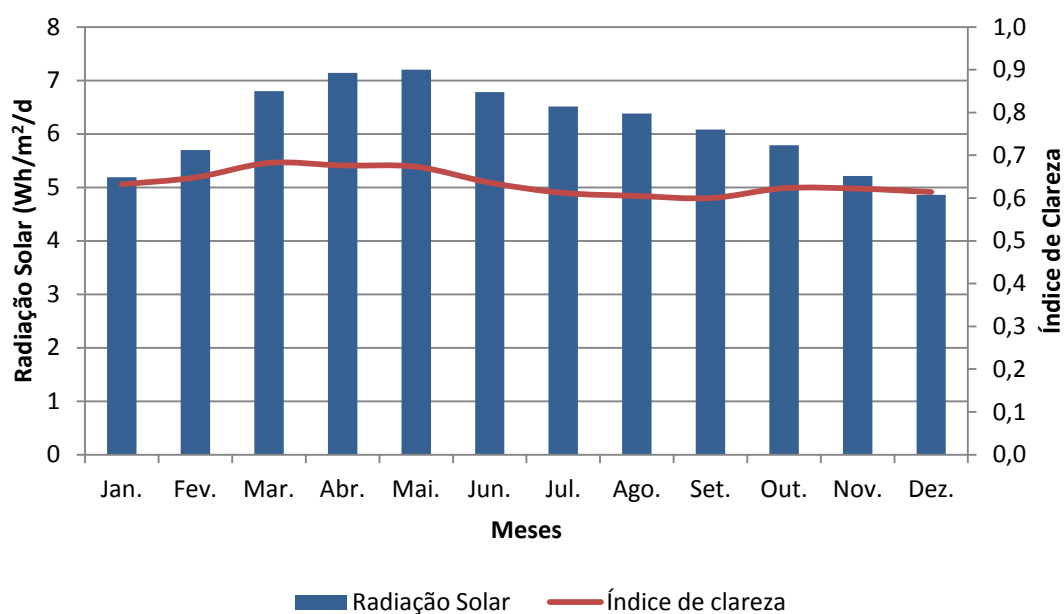
***The diurnal pattern strength ( $\delta$ )*** – mede o quão forte a velocidade do vento depende da hora do dia. Valores elevados indicam grande relação e valores menores indicam que não existe uma relação forte entre a velocidade do vento e a hora do dia. Um valor típico é 0.3 que foi utilizado neste estudo.

***The hour of peak wind speed*** – é a hora do dia que tende a ser mais ventoso, neste estudo considerou-se 15h00 como a hora do pico da velocidade do vento.



**Figura 15 - Velocidade média do vento na ilha de Santiago (Riso, 2004 cf. Norgard et al, 2009).**

A radiação solar para a ilha de Santiago foi obtido do site da NASA a partir do link existente no software HOMER para a latitude 14.58' Norte e longitude 23.30' Oeste (Figura 16). A radiação anual média é de 6.15kWh/m<sup>2</sup>/dia.



**Figura 16- Radiação horizontal total da ilha de Santiago.**

- Equipamentos do sistema de microprodução

O sistema de microprodução pode ser constituído pelos seguintes equipamentos: painéis solares fotovoltaicos, turbinas eólicas, conversores e baterias. O software vai encontrar a combinação de

equipamentos que permite atender à carga definida acima, como menor custo possível. A tabela 6 apresenta os equipamentos utilizados na otimização e os respetivos custos de capital, manutenção e operação.

**Tabela 6 - Custos dos equipamentos de microprodução**

	Designação	Potência/ Quant.	Custo de Capital <sup>a</sup> [€]	Custo de Substituição [€]	Custo O&M [€/Ano]
Turbinas eólicas	SW Whisper 100	0.9	2400 <sup>a</sup>	1560	24
Painéis PV	BP 4180 T	0.180kW	446 <sup>a</sup>	446	4
Baterias	Surrete 4KS25P	1	1016 <sup>a</sup>	1016	0
Inversor	AJ 275 S	0.275kW	272 <sup>a</sup>	272	0

<sup>a</sup>Tabela de preços da FF Solar de 2010.

Foi considerado um custo adicional de 1000€ referente aos trabalhos de preparação de terreno e instalações.

O projeto tem um tempo de vida de 20 anos. As baterias e os inversores tem um tempo de vida de 12 anos.

- Análise de sensibilidade

Foi feito a análise de sensibilidade de dois parâmetros, a velocidade do vento e o consumo médio de energia elétrica nas residências.

Relativamente a velocidade do vento, pelo gráfico da figura 15, verifica-se que a velocidade média mensal do vento está entre 6 e 10m/s e uma média anual de 7.77m/s. Todavia para uma análise mais realista fez-se uma análise de sensibilidade para uma velocidade média anual de 5.4m/s, uma vez que as residências não podem ser deslocadas para regiões com uma boa qualidade de vento.

Relativamente ao consumo médio de energia elétrica numa residência fez-se uma análise de sensibilidade para a situação mais desfavorável, neste caso o consumo médio de uma residência da ilha de Santiago no ano 2030, 7kWh/dia. Valor aproximadamente igual ao valor obtido na análise da procura de energia elétrica no setor residencial.

## 4 Construção de Cenários

Para a construção de cenários considerou-se um horizonte de projeto de 20 anos (2010-2030). A evolução da procura de energia elétrica será igual em todos os cenários. Será nos processos utilizados para suprir as necessidades de energia elétrica no futuro que se diferenciam os 3 cenários criados no âmbito deste estudo:

1) o cenário “**Referência**” (daqui em diante denominado **BAU**, *business as usual*) representa a evolução do setor produtor elétrico com base nas políticas energéticas estabelecidas pelo Governo central de Cabo Verde, em grande parte baseado no aumento de capacidade de produção de energia renovável de modo centralizado;

(2) no cenário “**Diesel**” considerou-se a apenas a utilização de tecnologia diesel para satisfazer a evolução na procura elétrica;

(3) no cenário “**Microprodução**” considerou-se a descentralização na produção de energia elétrica, com a introdução de sistemas de microprodução de eletricidade recorrendo a energia renovável nas residências da ilha.

### 4.1 Evolução na procura elétrica

#### 4.1.1 Setor Residencial

No setor residencial a procura energética será determinada em função da taxa de difusão dos eletrodomésticos e as respetivas intensidades energéticas. As projeções da posse dos equipamentos nomeadamente, frigorífico, televisão, lâmpada, máquina de lavar e ar condicionado foram realizadas com base na metodologia apresentada no estudo de Mcneil et al. (2010). Segundo estes autores, esta metodologia é particularmente útil para os países em desenvolvimento, visto que permite calcular a difusão dos eletrodomésticos em função das seguintes variáveis macroeconómicas: rendimento, taxa de eletrificação e urbanização e ainda das variáveis climáticas. A equação é descrita da seguinte forma:

$$Dif = \frac{\alpha}{1 + \gamma e^{(\beta_{rend} \times R + \beta_{elect} \times E + \beta_{urb} \times U)}}$$

*R* - Rendimento familiar (aproximado pelo PIB per capita multiplicado pelo número de agregados familiares);

*E* - Taxa de eletrificação;

$U$  – Taxa de urbanização;

$\alpha$  – Taxa de penetração máxima;

$\beta$  - Parâmetro da modelação.

No caso do ar condicionado a difusão depende do rendimento e do graus dia para o aquecimento (GDA) e é dado por:

$$Diff = A(R) \times Climate\ Maximum(GDA)$$

Em que  $A(R)$  representa a acessibilidade ao ar condicionado pelas residências em função do rendimento ( $R$ ) e o  $Climate\ Maximum(GDA)$  representa a disponibilidade máxima do ar condicionado que é calculado da seguinte forma:

$$Climate\ Maximum = 1,0 - 0,949 \times e^{(-0,00187 \times GDA)}$$

Na tabela 7 encontram-se os resultados que foram obtidos no estudo do Mcneil et al. (2010), que serviram de base para calcular a projeção da difusão do frigorífico e do ar condicionado da televisão da máquina de lavar e das lâmpadas, neste estudo.

**Tabela 7 - Parâmetros utilizados para o cálculo da difusão dos Frigoríficos, Maquina de Lavar, Televisão e Ar Condicionado (MCNEIL et al., 2010).**

Frigoríficos			$\ln(\gamma)$	$\beta_{rend}$	$\beta_{elect}$	$\beta_{urb}$
$\alpha$	1,4	Coeficiente	4,84	-1,3E-05	-3,59	-2,24
Observações	64	Erro padrão	0,197	4,82E-06	0,27	0,59
R <sup>2</sup>	0,92	T-estatístico	24,51	-2,77	-13,42	-3,78
Maq. De lavar			$\ln(\gamma)$	$\beta_{rend}$	$\beta_{elect}$	$\beta_{urb}$
$\alpha$	1	Coeficiente	8,91	-3,5E-05	-8,98	
Observações	27	Erro padrão	1,56	1,4E-06	2,06	
R <sup>2</sup>	0,66	T-estatístico	5,70	-2,44	-4,36	
Televisão			$\ln(\gamma)$	$\beta_{rend}$	$\beta_{elect}$	$\beta_{urb}$
$\alpha$	3	Coeficiente	3,701	-2,5E-05	-2,39	
Observações	46	Erro padrão	0,134	4,96E-06	0,31	
R <sup>2</sup>	0,85	T-estatístico	27,58	-5,07	-7,66	$\beta_{urb}$
Ar cond.			$\ln(\gamma)$	$\beta_{rend}$	$\beta_{elect}$	
$\alpha$	<i>Climate Max</i>	Coeficiente	4,843	9-6,9E-05		
Observações	24	Erro padrão	0,503	9,82E-06		
R <sup>2</sup>	0,69	T-estatístico	9,635	-7,04		



Para os restantes eletrodomésticos, micro-ondas, computador, DVD, arca congeladora, aparelho de som e ferro de engomar utilizou-se a seguinte equação de projeção logística simplificada:

$$Y = \frac{\alpha}{1 + e^{(-K(X-\gamma))}}$$

Onde  $\alpha$  representa a penetração (difusão) máxima possível,  $k$  é o fator de escala,  $\gamma$  é o valor de  $x$  no ponto de inflexão da curva. O crescimento máximo ocorre quando  $Y = \alpha/2$ , o que corresponde a  $x = \gamma$ , logo o crescimento máximo é dado por  $k\alpha/4$ .

O cálculo dos parâmetros da referida equação foi obtido tendo por base os dados da difusão dos eletrodomésticos que se encontram na tabela 8.

**Tabela 8 - Difusão dos eletrodomésticos (%).**

		Frig.	Telev.	Microo.	Comp.	DVD	Maq.L	Ar Cond.	Arca	Aparel.
2001	Nacional	40,90	49,20	8,50	4,10	22,30	7,20		9,90	20,10
	Urbano		69,70		6,90	33,40				30,20
	Rural		22,60		0,30	3,30				6,90
2006	Nacional	50,70	64,60	15,20	9,10	41,90	9,90	1,30	9,00	22,50
	Urbano	67,90	78,80	22,40	14,10	54,60	15,50	2,00	12,10	30,60
	Rural	25,30	43,60	4,40	1,60	23,10	1,60	0,30	4,00	10,40
2007	Nacional	52,90	69,10	16,60	11,00	45,40	12,40		9,90	21,20
	Urbano	70,00	81,50	24,00	16,50	57,80	19,50	2,00	13,10	28,20
	Rural	27,30	50,00	5,40	2,60	26,70	1,80	0,30	5,20	10,70
Crescimento 2006-2007	Nacional	2,20	4,50	1,40	1,90	3,50	2,50	-1,30	0,90	-1,30
	Urbano	2,10	2,70	1,60	2,40	3,20	4,00	0,00	1,00	-2,40
	Rural	2,00	6,40	1,00	1,00	3,60	0,20	0,00	1,20	0,30
Crescimento 2001-2007	Nacional	2,00	3,32	1,35	1,15	3,85	0,87	0,00	0,00	0,18
	Urbano		1,97		1,60	4,07				-0,33
	Rural		4,57		0,38	3,90				0,63

Considerando uma taxa de penetração máxima típica, calculou-se o fator de escala  $k$ . Para o cálculo de  $\gamma$  substituiu-se o valor de  $k$  e o valor de penetração do equipamento no ano base e resolveu-se a equação em função de  $\gamma$ . A tabela 9 apresenta os parâmetros utilizados para a projeção da difusão dos micro-ondas, computador, DVD, Arca e Aparelhos de som.

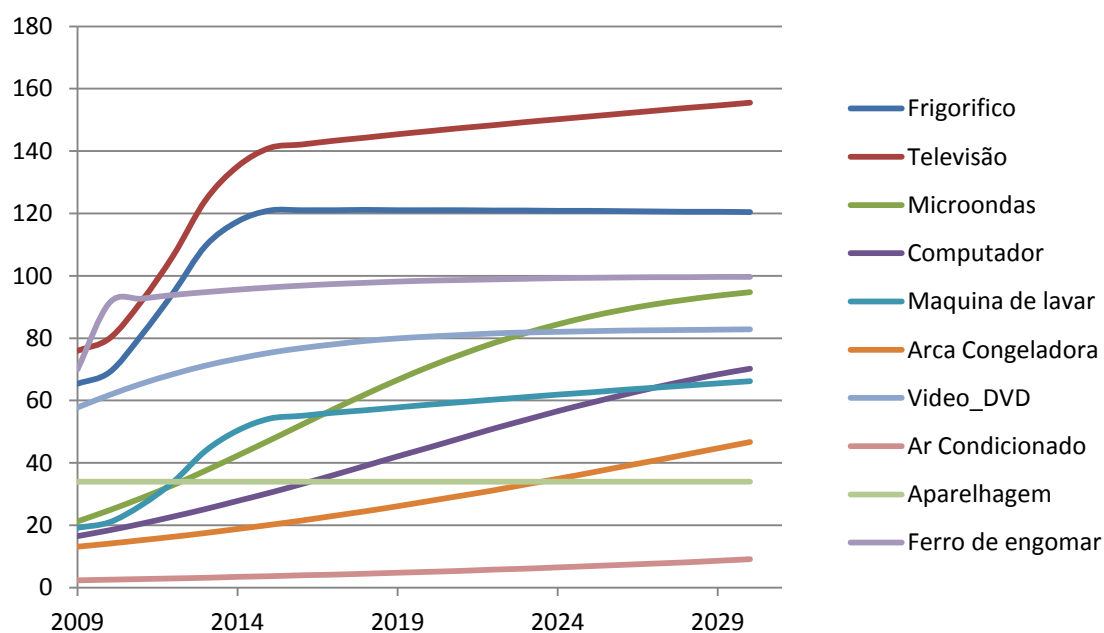
**Tabela 9 - Parâmetros da equação de difusão simplificada.**

	Microondas		Computador		DVD		Arca		Aparelhos	
	Urbano	Rura,	Urbano	Rura,	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Y0	27.63	8.99	28.74	8.56	63.08	39.94	12.83	7.02	30.76	13.26
% cresc. Max.	5,00	5,00	3,00	3,00	5,00	4,00	2,00	2,00		
Alpha	100,00	90,00	86,20	86,20	83,00	83,00	92,00	92,00		
K	0,20	0,22	0,14	0,14	0,24	0,19	0,09	0,09		
Gama	6,55	15,76	10,35	24,93	-3,45	3,87	20,65	32,37		

Foi considerado que a difusão do ferro de engomar segue a taxa de eletrificação. Na zona urbana é igual a taxa de eletrificação e na zona rural igual a taxa de eletrificação menos 5%.

Quanto ao aparelho de som, considera-se que a taxa de difusão continua constante e igual ao ano base (2010).

Os gráficos das figuras 17 e 18 apresentam a difusão de equipamentos na zona urbana e rural no ano base e as projeções da penetração dos mesmos nos próximos 20 anos.



**Figura 17 - Difusão dos eletrodomésticos na zona urbana.**

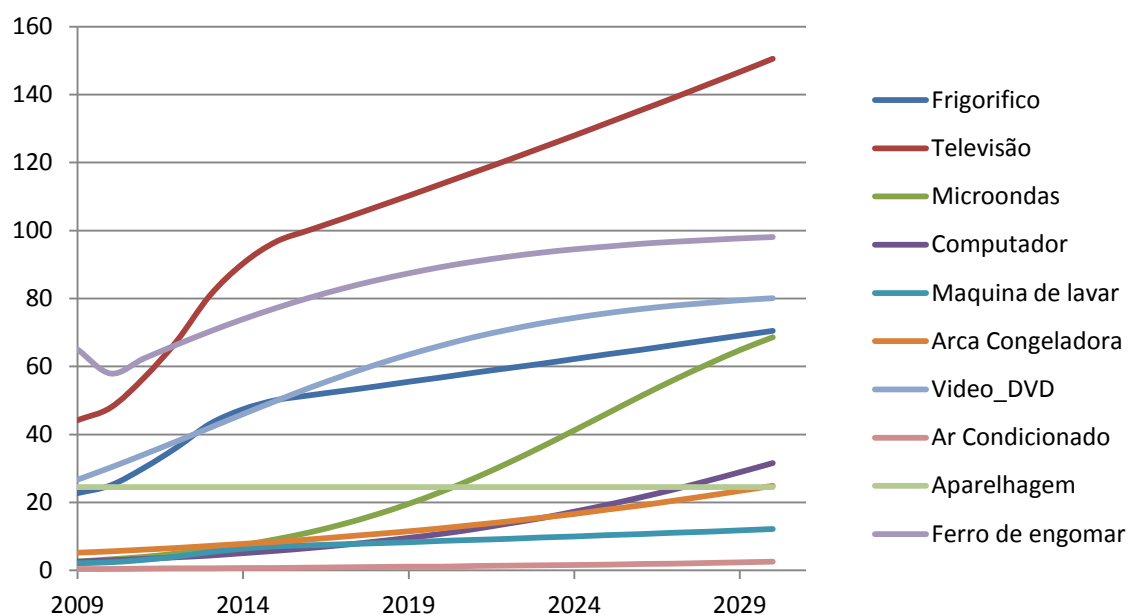


Figura 18 - Difusão dos eletrodomésticos na zona rural.

#### 4.1.2 Setores de Comércio/Indústria/Agricultura

O conjunto dos setores comércio/indústria/agricultura é o segundo maior consumidor de eletricidade da ilha de Santiago, consome cerca de 20,74% de toda energia elétrica produzida em 2010. Nos últimos anos (2007 a 2009) houve um crescimento de 3.42% por ano, e espera-se que nos próximos anos, devido ao crescente aumento do turismo em Cabo Verde, que a taxa de crescimento aumente drasticamente.

A projeção do consumo de eletricidade nestes setores considera que a sua evolução irá variar linearmente com PIB per capita da ilha de Santiago. A tabela 10 apresenta o resultado da regressão linear da relação entre a variação histórica do consumo de eletricidade e o PIB/pessoa.

Tabela 10 - Resultado da regressão linear para o setor comércio/indústria/agricultura

	<i>Coeficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>R<sup>2</sup></i>
Interceptar	20532529,73	1509671,889	13,60065713	0,94
PIB/per capita	3841,240437	564,5316571	6,804295895	

#### 4.1.3 Setor dos Órgãos Governamentais

Relativamente ao cálculo da tendência evolutiva do consumo energético deste setor, partiu-se da premissa de que esta depende da população que estes órgãos atendem.

Das regressões lineares para os três subsectores, estado, instituições/órgãos sociais e autarquias, confirmou-se que existe uma correlação entre a população e o consumo energético, como se pode constatar na tabela 11.

**Tabela 11 - Resultado da regressão linear para o setor dos órgãos governamentais.**

		<i>Coefficientes</i>	<i>Stat t</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>R<sup>2</sup></i>	<i>Observações</i>
Estado	Intercetar	-31606303,80	-7,33	16,38	0,85	5
	Variável	136,85	8,35			
Instituições e Órgãos Sociais	Intercetar	-15603741,06	-3,80	17,59	0,96	5
	Variável	64,44	4,13			
Autarquias	Intercetar	23119,89	0,04	2,08	0,98	5
	Variável	15,13	7,27			

#### 4.1.4 Setor da Dessalinização e Bombagem da Água

Para efeitos da modelação deste setor, considerou-se que a energia elétrica necessária para atender à sua necessidade energética seria diretamente proporcional à quantidade de água a dessalinizar.

O Programa Nacional de Gestão Integrada dos Recursos Hídricos (PAGIRE) (referencia) estabelece um conjunto de cenários para consumo de água para os anos 2015 e 2020 (ver a tabela 12).

**Tabela 12 - Cenários para o consumo de água em Cabo Verde em 2015 e 2020 (m<sup>3</sup>).**

Tipo de Uso	2015			2020		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Água Potável	13737000	18058000	13737000 (18058000)	30092000	30894000	30092000 (30894000)
Turismo	3278795			4977505		
Agricultura	45.625.000	36.500.000	31.937.5000	54.750.000	43.800.000	38.325.000
Pecuária	509.000			509.000		
Indústria	686.850	902.900	686.850 (902.000)	3.009.200	3.832.500	3.009.200 (3.832.500)
Outros	6.383.665	5.924.870	4.687.035 <sup>1</sup> (5.468.620) <sup>2</sup>	9.333.705	8.401.301	7.142.620 (7.305.150)
Total	69.711.310	65.173.565	54.836.180 <sup>1</sup> (59.251.915) <sup>2</sup>	102.671.476	92.414.306	78.568.820 (85.843.155)

<sup>1</sup> - Combinação cenário 1 e cenário 3

<sup>2</sup> - Combinação cenário 2 e cenário 3

Neste trabalho, considerou-se o cenário 2, em 2015 e 2020 será preciso produzir 54836180 m<sup>3</sup> e 92414306 m<sup>3</sup> de água para todo o país.

Com base nos dados presentes no PAGIRE estima-se que cerca de 50% da água produzida será consumida na ilha de Santiago, o que equivale a 27418090 m<sup>3</sup> e 46207153 m<sup>3</sup> em 2015 e 2020, respetivamente. Ainda de acordo com o PAGIRE, está planeado a construção de 12 barragens na ilha de Santiago entre 2010 e 2016 com uma capacidade de 8.3 milhões de m<sup>3</sup> das águas superficiais. Porém, mesmo com a construção das referidas barragens e com a adição de um central de dessalinização com 5000 m<sup>3</sup> de capacidade em 2012, ficará ainda por suprir 23679363 m<sup>3</sup> de água que porventura deverá ser produzida através da dessalinização.

## **4.2 Evolução nos processos da produção e transmissão de eletricidade**

Tal como descrito no início do Capítulo 4, é em relação à evolução nos processos de produção de energia elétrica que se diferenciam os 3 cenários criados. Deste modo, os pressupostos associados a cada um dos cenários será descrito nos pontos seguintes.

### **4.2.1 Cenário BAU**

Para a modelação do sistema de produção e transmissão considerou-se que toda a rede da ilha está interligada. Seguindo a política energética do governo, estabeleceu-se que em 2020 a centrais renováveis produzirão 50% de toda a energia elétrica.

Para a modelação do módulo da produção de eletricidade considerou-se os seguintes parâmetros de modelação do software LEAP:

- **Ordem de despacho e disponibilidade máxima**

As centrais serão despachadas segundo dois métodos, por ordem de mérito e percentagem de energia produzida. No primeiro caso, as centrais com a menor ordem de mérito serão despachadas primeiro (centrais de carga de base) e as de maior ordem de mérito serão os últimos a serem despachadas (centrais de pico de procura e unidades de reserva). No segundo caso, as centrais serão despachadas quando atingirem a percentagem mínima de energia produzida pré-estabelecidas e posteriormente serão despachadas as restantes centrais. No caso de haver mais centrais com o mesmo método, elas serão despachadas em função das suas capacidades.

De 2010 até 2012, último ano para o qual existe informações acerca das centrais renováveis a instalar, as centrais serão despachadas por ordem de mérito. Mediante isso, atribuiu-se às centrais renováveis a ordem de mérito número 1 e às centrais diesel número 2.

A partir de 2013 as centrais renováveis passarão a ser despachadas por percentagem de energia produzida de modo a aumentarem linearmente a percentagem da contribuição das energias renováveis até atingir os 50% de penetração de energias renováveis em 2020. De 2020 a 2030 mantém-se a penetração dos renováveis nos 50%.

LEAP utiliza o parâmetro disponibilidade máxima para descrever o fator de capacidade das centrais, que é a razão entre a energia máxima produzida por ano e a que seria possível produzir se a central funcionasse a capacidade máxima. Considerou-se uma disponibilidade máxima de 80% para os centrais diesel, 30% para a energia eólica e 20% para a tecnologia fotovoltaica.

- **Capacidade endógena e exógena**

A capacidade exógena reflete a capacidade atual, as adições de capacidades planeadas, bem como o desmantelamento das centrais. Em 2011 introduziu-se uma central solar de 5MW e em 2012 será introduzida uma central eólica de 9,50MW.

A capacidade endógena foi calculada e introduzida internamente pelo LEAP para garantir a margem de reserva estabelecida (30%, tal como descrito no ponto 3.3.2.) ao longo do horizonte de projeto. Na simulação, as capacidades endógenas são garantidas através da introdução de centrais renováveis e diesel consoante as restrições de despacho.

Por fim, para contabilizar as emissões de gases de efeito estufa, todos os combustíveis considerados na simulação foram caracterizados por unidade de energia térmica produzida.

#### **4.2.2 Cenário Diesel**

No cenário Diesel todas as necessidades elétricas futuras serão supridas com centrais a diesel. As capacidades serão adicionadas endogenamente em módulos de 5MW. Tal como no cenário de referência, a margem de reserva do sistema elétrico não pode ser inferior aos 30% ao longo do horizonte de projeto.

### 4.2.3 Cenário Microprodução

Neste cenário considerou-se que o aumento da procura elétrica no setor residencial (devido ao aumento da taxa de eletrificação e da penetração de novas tecnologias) será suprido através da instalação de sistemas de microprodução nas novas residências eletrificadas após 2010. As necessidades dos outros setores serão supridas por implementação de energias renováveis (eólica e solar) em grande escala e centrais a diesel, de modo que em 2020 50% da produção provenham das energias renováveis.

Para a modelação do cenário utilizou-se os resultados da otimização do sistema de microprodução apresentados no capítulo 5.1 (componentes e custos do sistema) para os valores de velocidade média do vento e consumo médio por casa de 5.4m/s e 7kWh/dia.

### 4.3 Evolução nos custos de importação dos combustíveis fósseis

Quanto ao custo do combustível, considerou-se que este segue a evolução mundial do preço de combustíveis apresentadas em *Annual Energy Outlook 2010, With Projections to 2035* (EIA, 2010). O gráfico da figura 19 apresenta as projeções da evolução do preço de combustível em Cabo Verde.

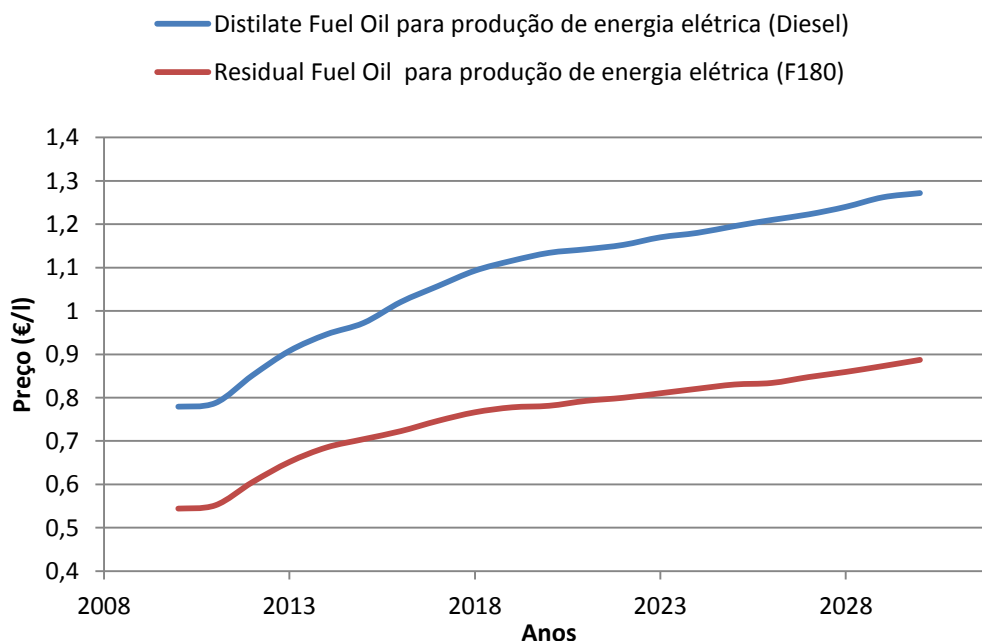


Figura 19 - Evolução do preço dos combustíveis em Cabo Verde.

## 5 Resultados e Discussão

No presente capítulo são apresentados os resultados obtidos e a discussão dos mesmos.

### 5.1 Otimização do Sistema de Microprodução numa residência de Santiago

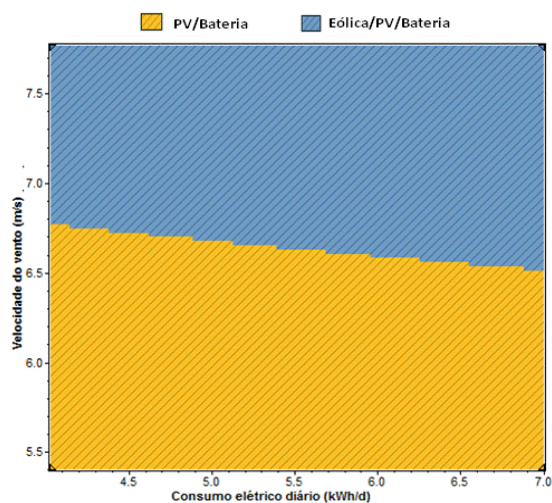
Da otimização do sistema de microprodução numa residência típica da ilha de Santiago obteve-se que para uma velocidade média do vento de 5.4m/s a melhor solução é o constituído apenas pelo sistema fotovoltaico tanto para o consumo médio diário de 4.14kWh como para 7kWh. Enquanto que para uma velocidade média do vento de 7.7m/s a melhor solução é um sistema constituído pela energia eólica e solar. A tabela 13 apresenta os resultados da otimização do sistema de microprodução numa residência da ilha de Santiago.

**Tabela 13 - Resultados da otimização do sistema de microprodução.**

Vel. Vento (m/s)	Cons. Médio (kWh)	Turb. Eólicas (número)	PV (kW)	Baterias (número)	Conversor (kW)	VAL (€)	Custo energia (kWh)
5.4	4.14 <sup>a</sup>	0	1.80	2	0.82	9068	0.705
	7 <sup>b</sup>	<b>0</b>	<b>2.52</b>	<b>4</b>	<b>1.10</b>	<b>13782</b>	<b>0.634</b>
7.7	4.14 <sup>a</sup>	1	0.72	2	0.82	8996	0.699
	7 <sup>b</sup>	1	1.44	3	1.10	12421	0.571

<sup>a</sup>2010    <sup>b</sup>2030

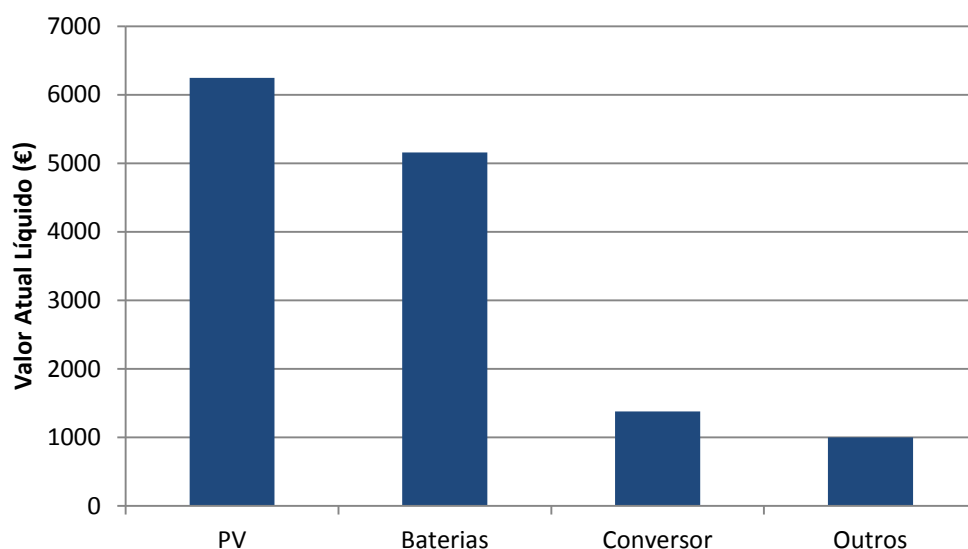
A figura 20 Apresenta o tipo de sistema de microprodução ótima de uma casa típica da ilha de Santiago em função do consumo elétrico diário e da velocidade média do vento. Para um consumo médio entre 4kWh/dia e 7kWh/dia a velocidade limiar de transição dos dois sistemas ótimos, PV/Bateria e PV/Bateria/Eólica, está entre 6.5m/s e 6.8m/s.



**Figura 20 - Tipo de sistema ótima em função da velocidade do vento e consumo médio**

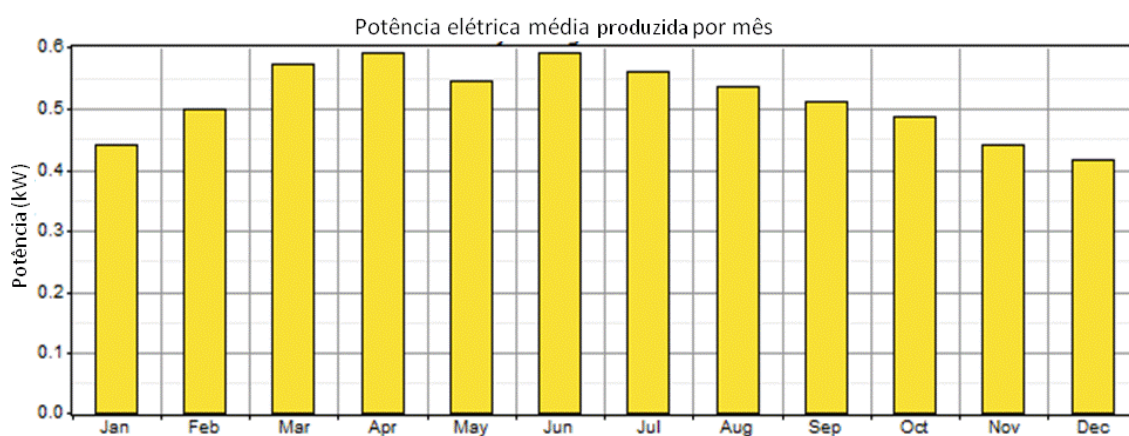


Como mencionado no capítulo 3.3.3, para a construção do cenário de microprodução foi considerado os resultados da otimização nas condições mais desfavoráveis, que correspondem a um consumo médio de 7kWh e velocidade de vento de 5.4 m/s. O projeto de microprodução numa residência típica da Ilha de Santiago tem um valor líquido atual (VAL) de 13782€. O gráfico da figura 21 apresenta o VAL do projeto discriminado por tipo de equipamento.



**Figura 21 - Resumo do VAL por equipamentos.**

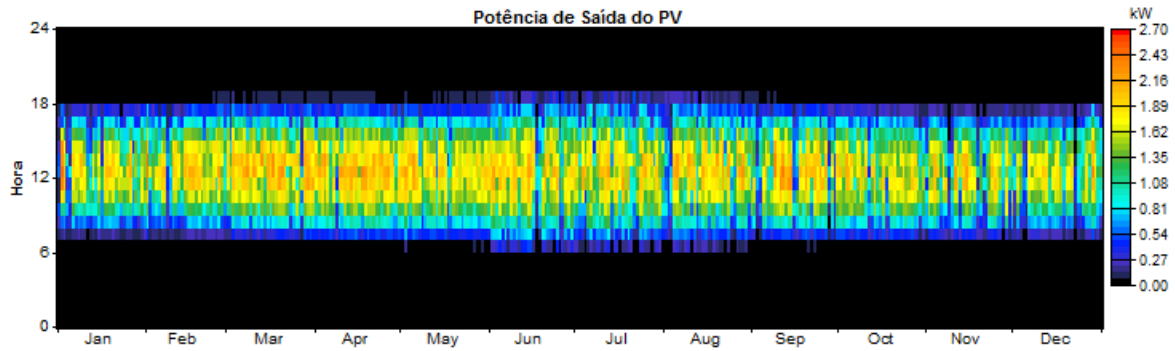
O sistema produz em média 4517kWh/ano. Destes 57% é consumido na residência, 14% são perdas pelo conversor (6.3%) e baterias (7.7%). Os restantes 29% correspondem ao excesso de produção. A figura 22 apresenta a potência elétrica média produzida por mês.



**Figura 22 - Potência elétrica média produzida por mês.**

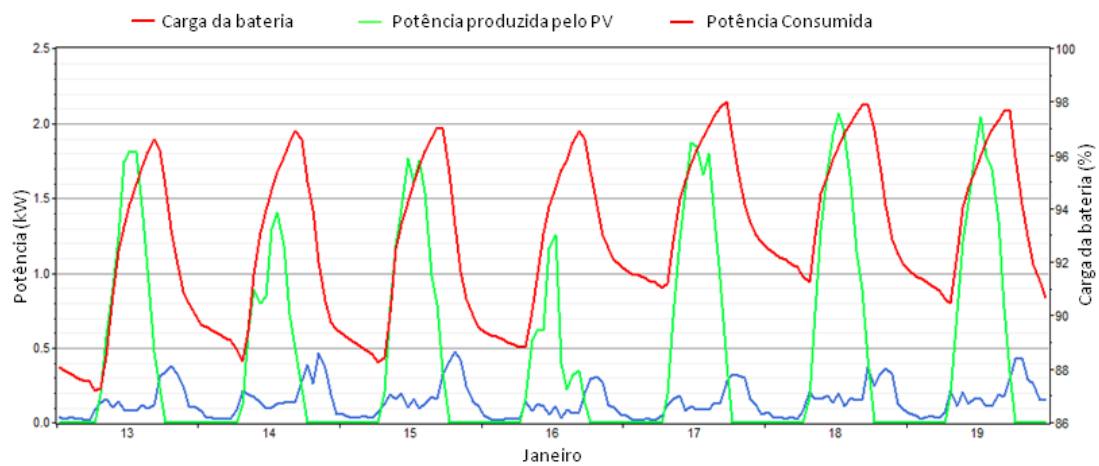
Pela figura 23 verifica-se as horas de funcionamento/produção diário dos painéis solares é constante durante todo o ano e situa-se entre às 7h00 e às 18h00. O pico de produção aproxima-

se dos 2.70kW.



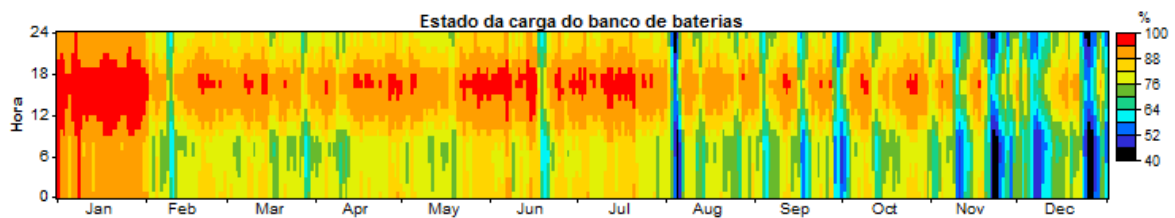
**Figura 23 - Potência de saída dos painéis solares.**

Do gráfico da figura 23 é possível concluir que a as horas de produção da energia elétrica e as de consumo são aproximadamente coincidentes.



**Figura 24 - Potência produzida pelo PV, potência consumida e carga da bateria.**

Da análise conjunta da figura 24 e 25, verifica-se que o estado de carga do banco de baterias na maior parte do tempo está acima dos 80%, o que maximiza o tempo de vida das baterias. Também é possível verificar que estes nunca descarregam abaixo dos 40%.



**Figura 25 - Estado de carga do banco de baterias.**

O banco de baterias tem uma autonomia de 62.5h (aproximadamente 2,6 dias)

## 5.2 Evolução da procura elétrica

Mais uma vez, importa referir que a evolução do consumo de eletricidade é igual nos três cenários traçados.

No gráfico da figura 26 é possível observar que em 2030, o consumo elétrico (135984MWh) será 3.3 vezes superior ao de 2010 (452907MWh), muito à custa do setor residencial (73558 MWh em 2010 para 2064910 MWh em 2030) e da produção de água potável (9100MWh em 2010 e 124295MWh em 2030). No consumo total, resulta um aumento 6.23% por ano.

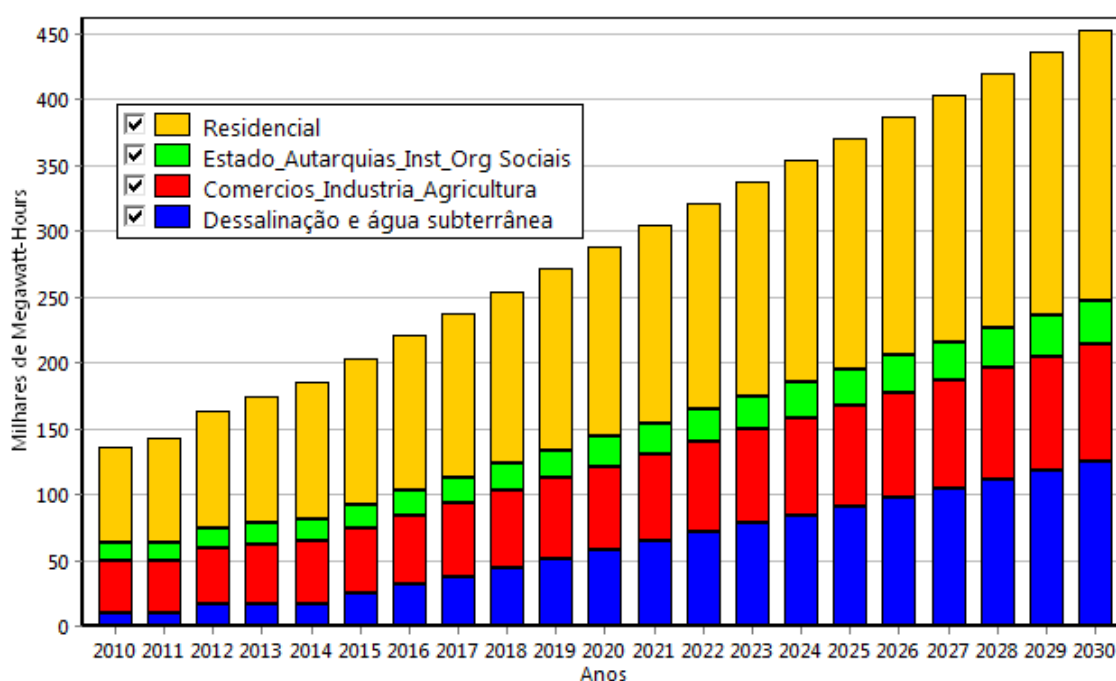
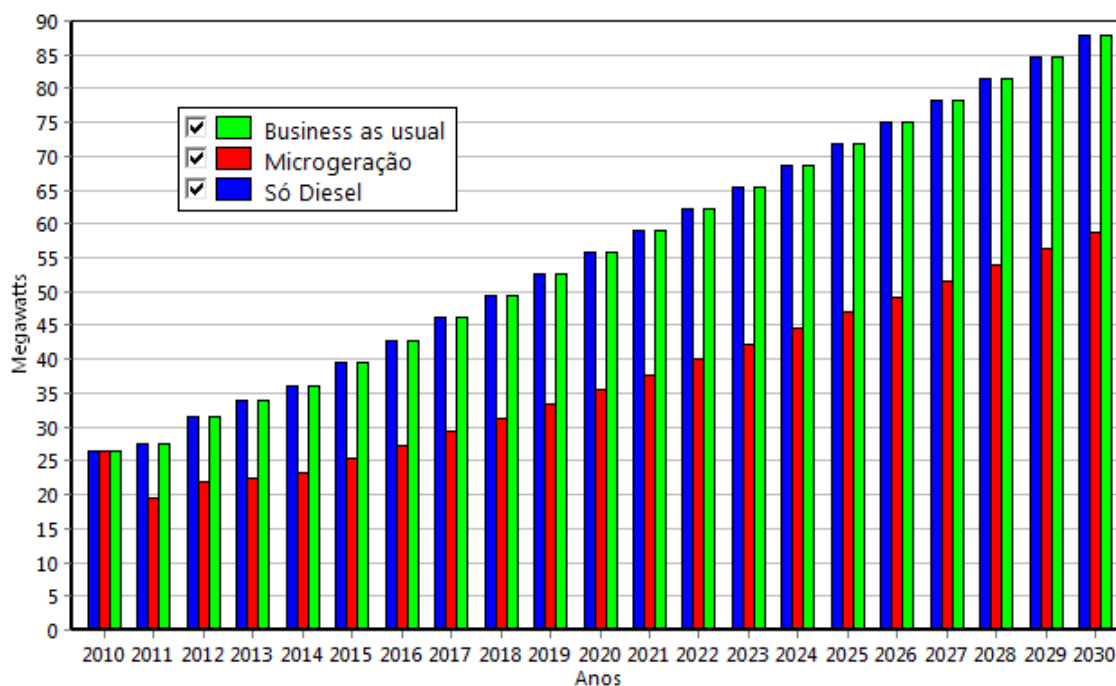


Figura 26 - Evolução da procura elétrica total calculada pelo LEAP

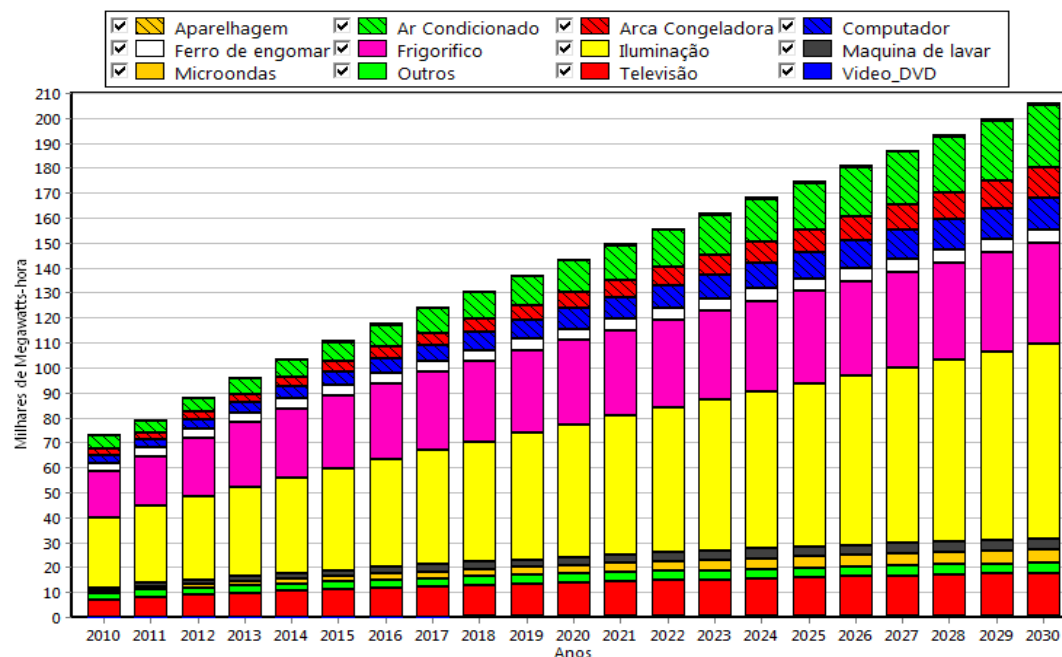
Analisando o gráfico da figura 27, verifica-se que a evolução do pico da procura energética do cenário de microprodução é inferior a dos outros cenários. Isto deve-se ao fato das residências com sistema de microprodução não estarem ligadas à rede de transmissão e distribuição elétrica, não sendo assim contabilizado no cálculo do pico da procura. Em 2030 o pico da procura nos cenários BAU e Diesel (88MW) será aproximadamente 49% superior ao do cenário Microprodução (59MW).



**Figura 27 - Evolução do pico da procura.**

O pico da procura nos cenários BAU e Diesel em 2020 (56MW), será ligeiramente inferior a projeção feita pela Electra (aproximadamente 60MW), apresentado no gráfico da figura 7.

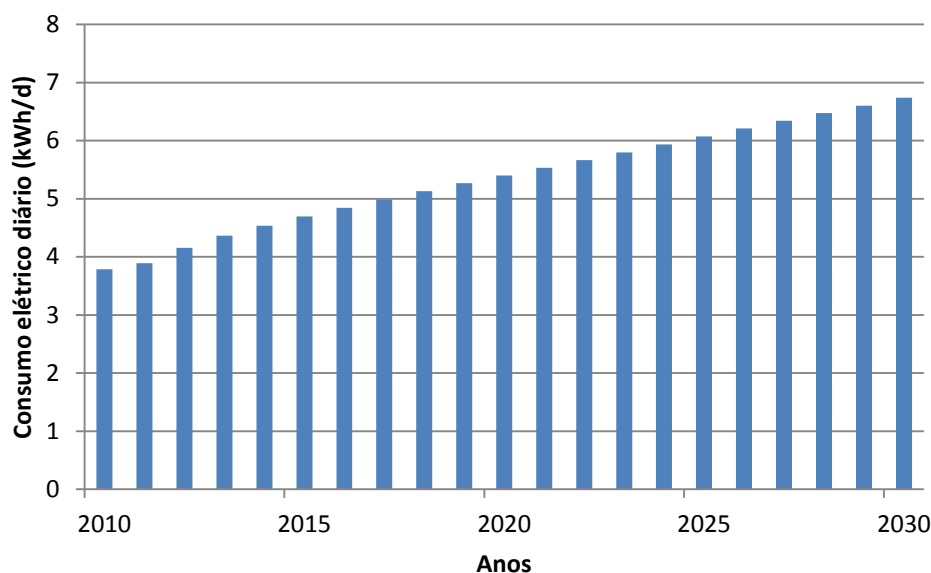
No gráfico da figura 28, verifica-se que a iluminação e a refrigeração são as tecnologias com maior consumo de energia elétrica no setor residencial, contabilizando mais de 60% da eletricidade que será consumida em 2030 (36.6% para iluminação e 24.7% para o frigorífico). O ar condicionado, o computador e a arca congeladora ganham mais expressão no consumo energético, principalmente devido a melhoria de condições de vida da população, que corresponderá a 18.9% da procura elétrica. A televisão corresponderá a 7.96% da procura.



**Figura 28 - Evolução do consumo elétrico no setor residencial.**

O elevado consumo da iluminação e da refrigeração torna-os potenciais candidatos para a implementação de medidas de eficiência energética no setor residencial, o que permitirá reduzir significativamente a procura energética no setor residencial.

O consumo de eletricidade por casa aumentará de aproximadamente 4kWh para aproximadamente 7kWh (figura 29).



**Figura 29 - Evolução do consumo elétrico numa residência típica da ilha de Santiago.**

## 5.3 Análise dos Cenários

### 5.3.1 Análise Técnica

O gráfico da figura 30 apresenta a evolução da produção elétrica para os diferentes cenários considerados neste trabalho. Como se pode verificar, a produção de energia elétrica no cenário Microprodução é inferior ao dos cenários BAU e Diesel. Esta diferença deve-se à diminuição das perdas elétricas na rede de transmissão e distribuição. No cenário de Microprodução a energia elétrica produzida pelo sistema de microgeração nas residências são consumidas no próprio local, o que reduz a quantidade de energia transportada pela rede de transmissão e distribuição e consequentemente as perdas.

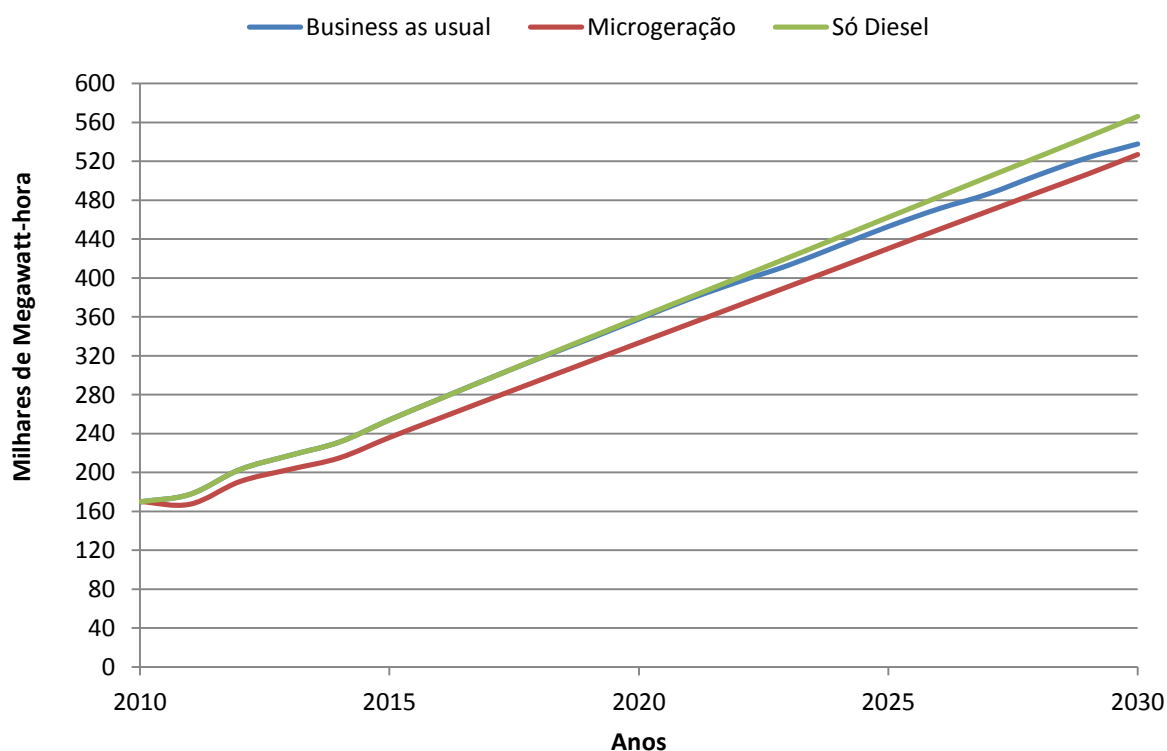
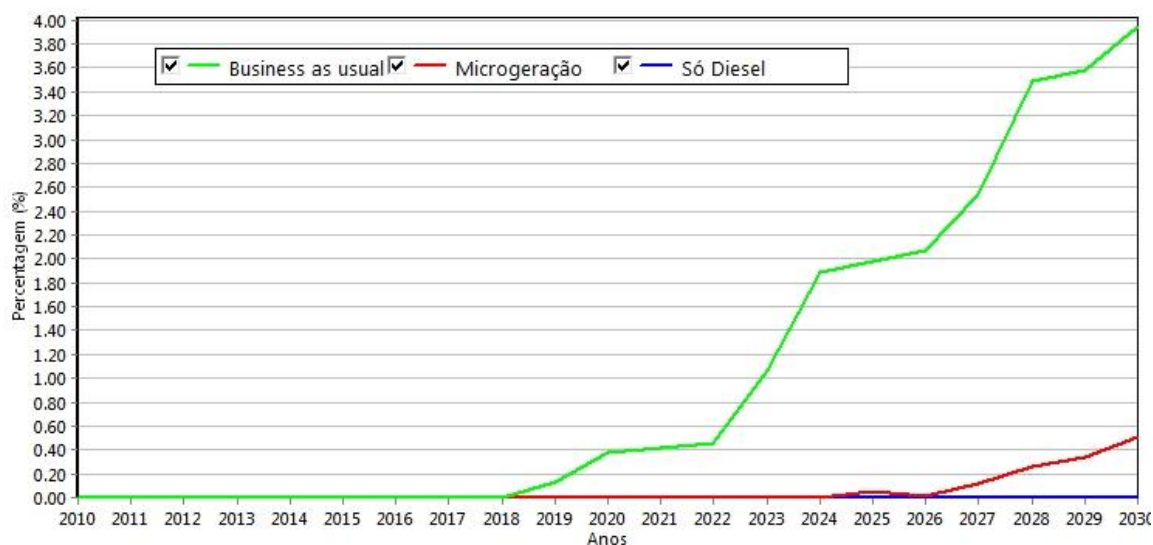


Figura 30 - Evolução da produção elétrica.

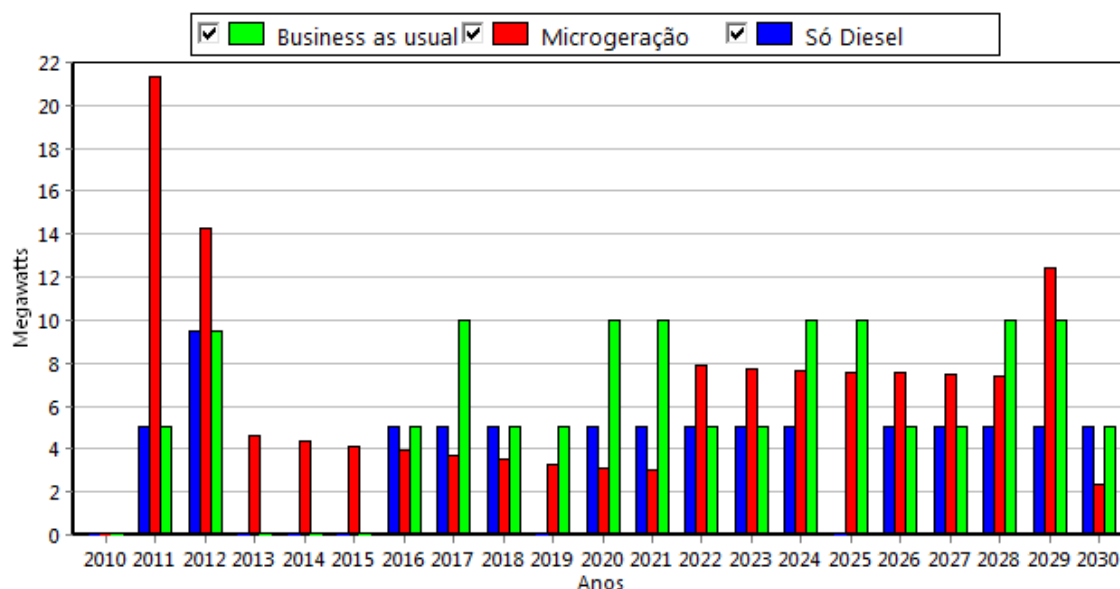
Também pode-se verificar que a partir de 2020 a diferença na produção de energia elétrica no cenário BAU e Diesel acentua-se. Há uma redução da energia elétrica produzida no cenário BAU relativamente ao cenário Microprodução, o que traduz a incapacidade da sistema de produção satisfazer na totalidade a procura elétrica. O gráfico da figura 31 apresenta a evolução da percentagem de procura não suprida. Pode-se verificar que no cenário BAU, a percentagem da procura não suprida aumenta de 0.4% em 2020 para 4% em 2030. No cenário Diesel existe

também falha na entrega de eletricidade necessária, mas com valores mais baixos: um aumento da procura não suprida no cenário Diesel de 0% em 2025 para 0,4% em 2030.



**Figura 31 - Percentagem de procura elétrica não suprida**

Após a adição exógena das centrais renováveis em 2011 (solar) e 2012 (eólico) comum a todos os cenários, no cenário Diesel só será preciso adicionar nova capacidade em 2015. De 2015 a 2020, 2022 a 2026 e de 2028 a 2030 serão adicionadas anualmente centrais de 5MW. No cenário BAU, a partir de 2016 serão adicionadas anualmente novas centrais com capacidade entre 5MW e 10MW.



**Figura 32 - Capacidades adicionadas.**

Relativamente ao cenário de Microprodução, a elevada capacidade adicionada no ano 2011 e 2012 reflete um elevado taxa de crescimento da eletrificação que serão supridas com sistemas de microprodução. De 2013 a 2021 as capacidades a acionar anualmente diminuem de 4.61MW para 3.14MW. De 2022 a 2028 as capacidades a adicionar anualmente estão entre 8MW e 7MW. Em 2029 e 3030 serão adicionadas novas capacidades no valor de 12.4MW e 2.4MW cada.

É ainda importante salientar que para atingir os 50% de penetração de energias renováveis no sistema de produção de energia elétrica em 2020 e manter esse nível até 2030, tanto no cenário BAU como a de Microprodução não é necessário adicionar mais nenhuma capacidade diesel além da que existe atualmente, a não ser que seja necessário instalar centrais a diesel como sistema de backup.

Como é possível verificar no gráfico da figura 33 as capacidades de produção a adicionar permitem manter uma margem de reserva segura, acima do 30%.

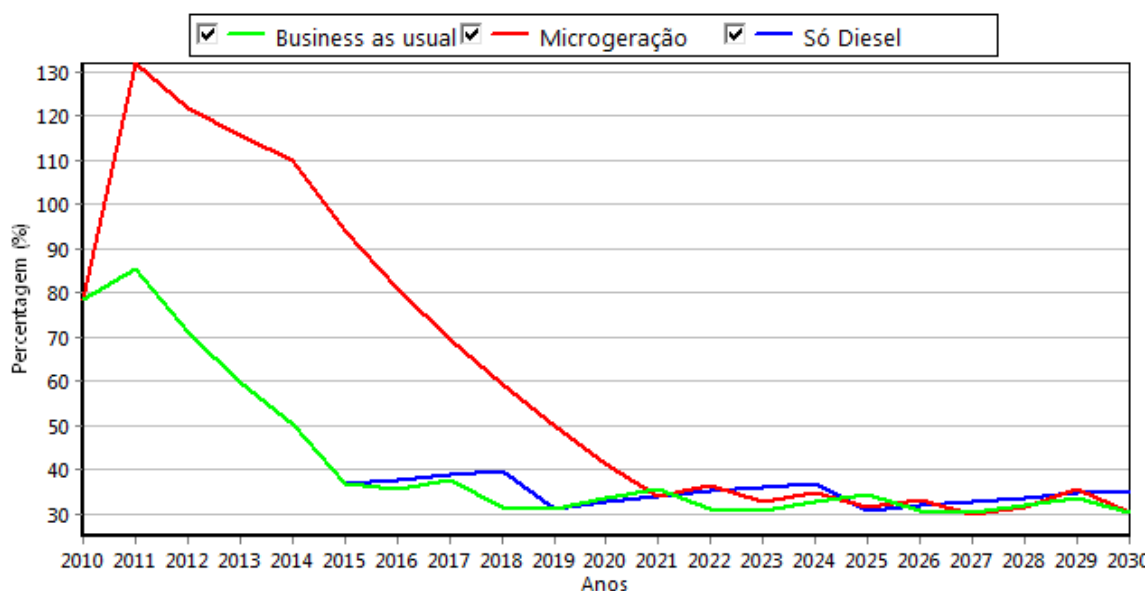


Figura 33 - Evolução da margem de reserva.

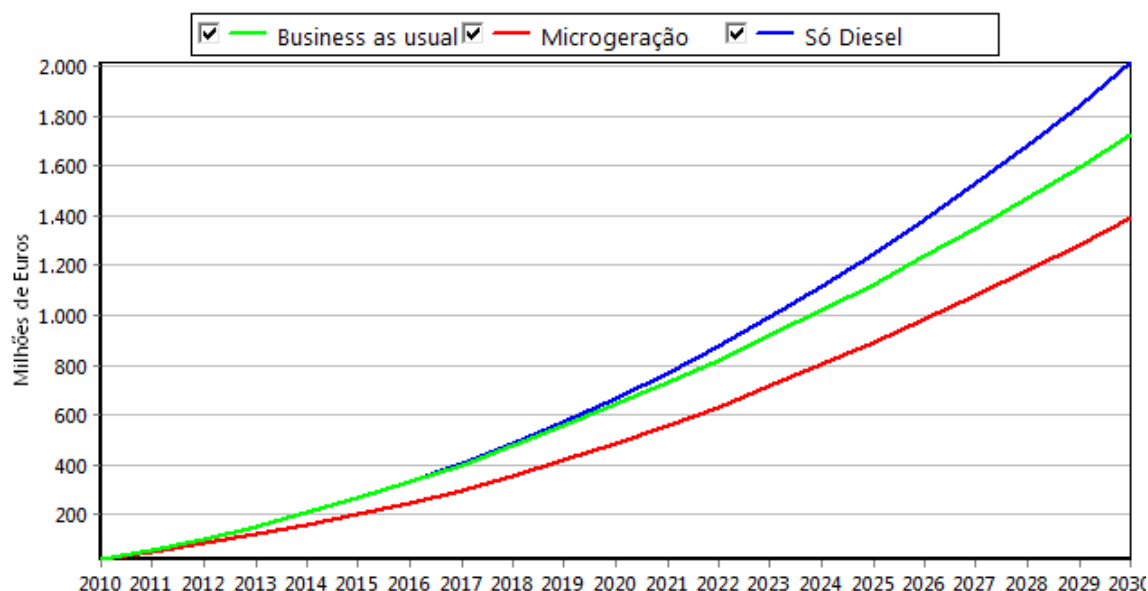
### 5.3.2 Análise Económica

Na análise económica abaixo apresentada não estão englobados os custos de externalidades (como o custo de energia elétrica não suprida ou o custo de emissão de gases de efeito estufa).

Da análise comparativa dos gráficos da evolução dos custos acumulados apresentados na figura 34, verifica-se que mesmo com o atual custo das tecnologias renováveis, o custo da produção elétrica a partir dos recursos renováveis é viável na ilha de Santiago. Para ambos os cenários que



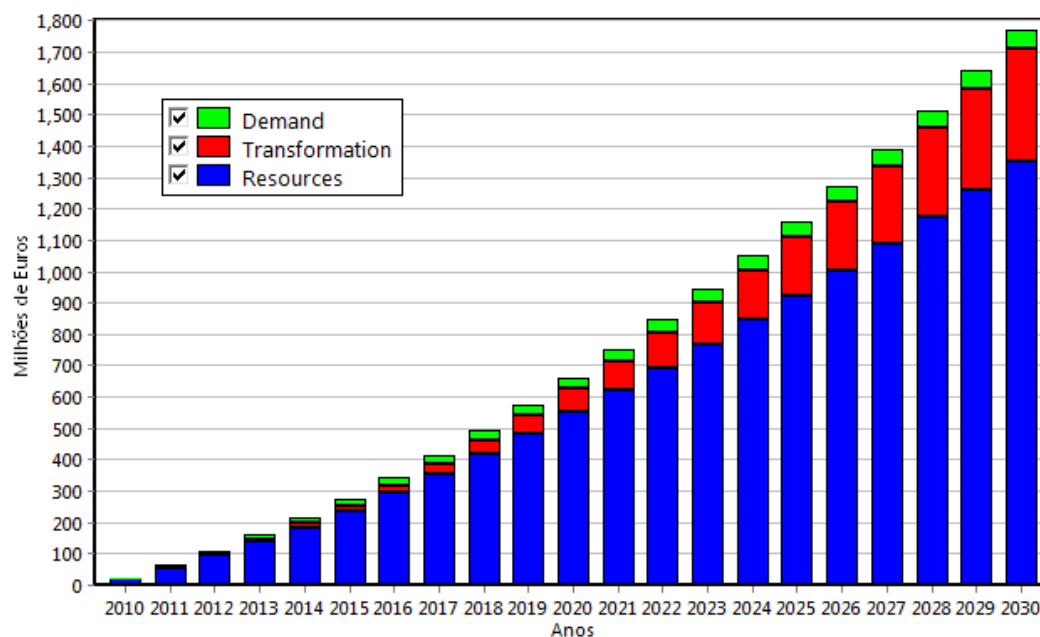
incluem as energias renováveis no processo de produção de energia elétrica, BAU e Microprodução, os custos totais são inferiores aos do cenário Diesel. Em 2030 o custo acumulado da produção de energia elétrica no cenário Diesel (2015M€) é 16.81% superior ao do cenário BAU (1725M€) e 44.44% superior ao do cenário Microprodução (1395M€).



**Figura 34 - Evolução dos custos de produção de energia elétrica por cenário.**

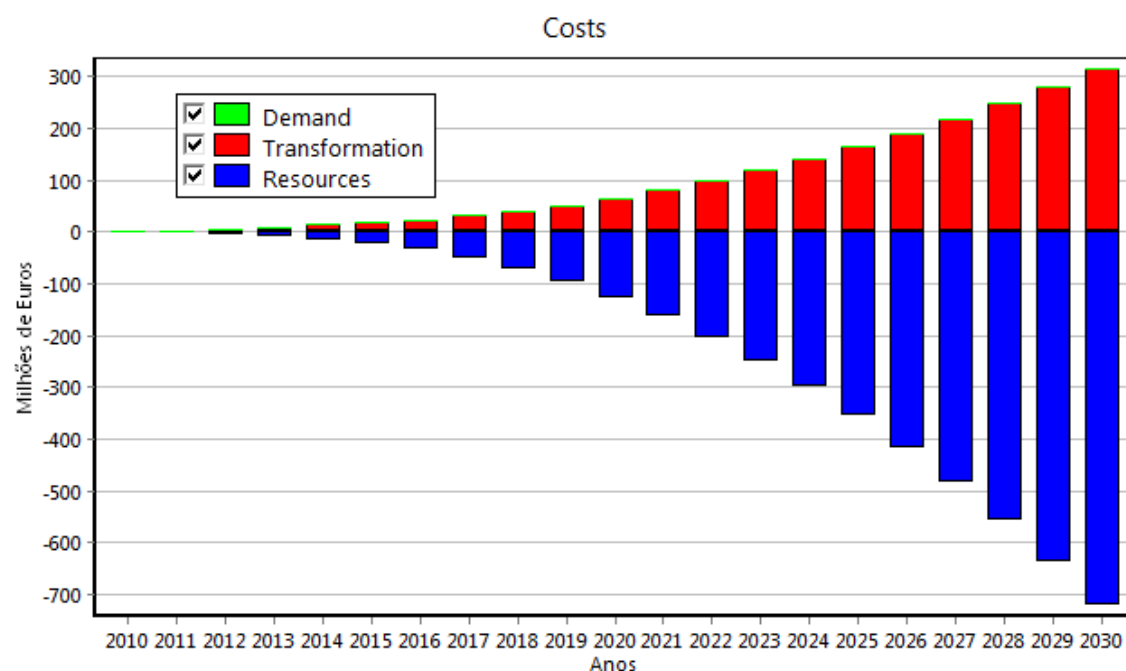
O gráfico da figura 35 apresenta os custos de produção/distribuição de eletricidade no cenário BAU por actividade<sup>7</sup>. É possível verificar que mesmo no cenário de introdução de energias renováveis, o custo de aquisição de combustíveis (resources) é o que mais contribui para o aumento do custo total de produção de energia elétrica. O custo acumulado associados a aquisição de combustíveis em 2020 e 2030 representa cerca de 83% e 76% do custo total da produção/distribuição de energia elétrica no cenário BAU.

<sup>7</sup> Demand – Custos associados ao processo de eletrificação (Rede centralizada)  
Transformation - Custos associados ao produção de energia elétrica (custo de capital e O&M)  
Resources – Custo de aquisição de combustíveis.



**Figura 35 - Evolução do custo acumulado total no cenário BAU**

Da comparação entre o cenário BAU e o cenário Diesel (Figura 36) verifica-se que o custo de de aquisição de combustível no cenário Diesel é 722 milhões de euros superior ao do cenário BAU. Por outro lado, no cenário BAU o investimento feito no setor da transformação até 2030 (construção de novas centrais produtoras de energia) é 316 milhões de euros superior ao do cenário Diesel. Ou seja, uma análise custo-benefício a estes dois cenários indica que é favorável ao cenário BAU (406 milhões de euros mais barato que o cenário diesel).



**Figura 36 Custo: Cenário BAU Vs Cenário Diesel.**

De modo semelhante, a figura 37 apresenta uma comparação entre o cenário BAU e o cenário Microprodução. Ao analisar o gráfico 34 verifica-se que o custo acumulado no cenário BAU será 340 milhões de euros superior ao cenário Microprodução. A figura 37 permite perceber a razão dessa diferença: ainda que os custos com a implementação de sistemas de microprodução impliquem um maior investimento no setor da produção de eletricidade no cenário Microprodução, neste cenário os custos de aquisição de combustível e de eletrificação e as perdas de energia elétrica na rede de transmissão e distribuição são muito menores.

Relativamente ao custo de aquisição de combustível, o sistema de microprodução recorrendo a mais recursos renováveis reduz a capacidade de centrais a diesel a instalar e, consequentemente, a quantidade de combustíveis necessárias e o custo associado. O sistema de microprodução, por outro lado, elimina a necessidade de construir redes de transmissão e distribuição de energia elétrica às zonas rurais (e não só) e reduz as perdas elétricas nas redes de transmissão e distribuição, contribuindo assim para a redução dos custos.

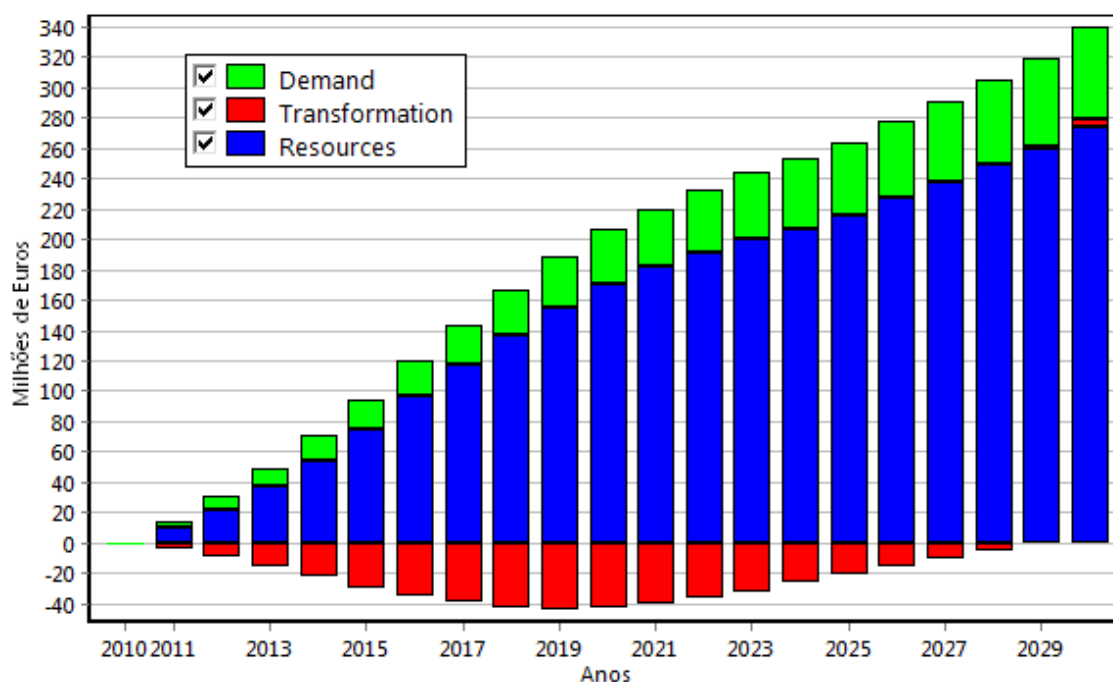


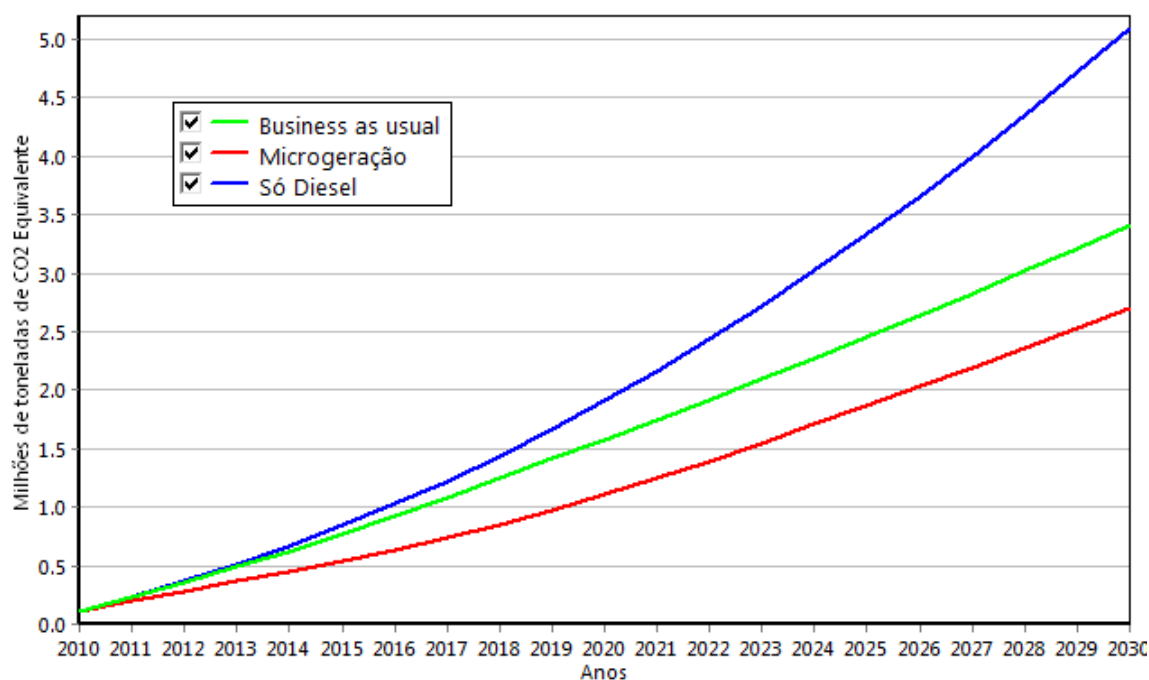
Figura 37 - Custo: BAU Vs. Microprodução.

### 5.3.3 Análise Ambiental

Analisando o gráfico da figura 38 verifica-se que o cenário Diesel apresenta a maior emissão de gases de efeito estufa (5.10 Mton CO<sub>2</sub>eq), seguido do cenário BAU (3.41Mton) e por último o

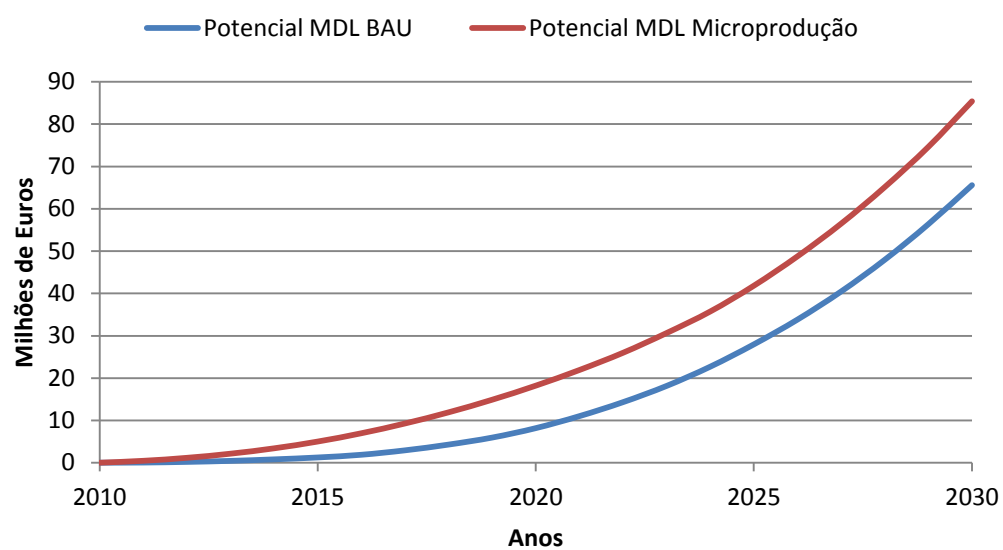
cenário Microprodução (2.70 Mton). Relativamente ao cenário Diesel o cenário microprodução apresenta uma redução de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente, de 0.80 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>eq em 2020 e 2.4 milhões em 2030.

Considerando que as emissões evitadas podem ser comercializadas através da venda de certificados de carbono, estas criam assim, a possibilidade de implementação de projetos de geração de energia ao abrigo do programa Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, criado no âmbito do Protocolo de Quioto.



**Figura 38 - Evolução das emissões de GEE.**

Segundo Corless et al. (2010), o preço do certificado de carbono aumentará de 10€/tonelada em 2010 para 50€/tonelada em 2030 e 90€/tonelada em 2050. E, com base nesta projeção o sistema elétrico de Santiago pode beneficiar com aproximadamente 85.43 milhões de euros no cenário Microprodução e 65.55 milhões de Euros no cenário BAU. O gráfico da figura 39 apresenta a evolução do potencial do MDL na ilha de Santiago.



**Figura 39 - Evolução do potencial acumulado do MDL na ilha de Santiago.**

## 6 Conclusão

Nos últimos anos, Cabo Verde tem feito esforços para colmatar os défices de energia através da intensificação de investimentos em centrais térmicas. Todavia, a falta de energia fóssil e a subida dos preços no mercado internacional exige um repensar das políticas energéticas e da necessidade de optar por energias alternativas. Neste âmbito o Governo propôs atingir uma penetração de 50% energias renováveis na produção de energia elétrica. Mediante isso, o objetivo principal deste trabalho foi realizar uma análise comparativa em termos económicos e ambientais entre duas alternativas para a expansão do sistema de geração de eletricidade da ilha: produção centralizada e descentralizada.

Deste trabalho conclui-se que o sistema descentralizado de geração de eletricidade é a melhor alternativa do ponto de vista económico e ambiental. O custo acumulado cenário de geração de eletricidade num sistema centralizado é 24% superior ao do descentralizado. Esta diferença deve-se não só à redução no consumo de combustíveis fósseis no cenário “Microprodução” mas também às menores perdas na rede de distribuição, consequência da menor quantidade de eletricidade distribuída através da rede. Quanto à emissão de CO<sub>2</sub>eq, a geração centralizada produz 26% de CO<sub>2</sub>eq a mais. Este benefício ambiental pode ser transformado em projetos de geração de energia ao abrigo do programa Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, criado no âmbito do Protocolo de Quioto. Quando comparado com o cenário “Diesel”, o sistema elétrico de Santiago pode beneficiar com aproximadamente 85 milhões de euros no cenário Microprodução e 65 milhões de Euros no cenário BAU.

Dos resultados da cenarização verifica-se que o setor residencial e da dessalinização de água irão possuir um grande impacto na procura de energia elétrica no futuro. Os dois setores serão responsáveis por mais de 70% (residência - 49%; dessalinização - 21%) em 2020 e mais de 71% em 2030 (residência - 45%; dessalinização - 27%).

Relativamente a continuidade no fornecimento de energia elétrica, ambos os cenários alternativos de expansão, centralizada e descentralizada, apresentam procura elétrica não suprida. Na alternativa centralizada a percentagem de procura não suprida aumenta de 0% em 2018 para aproximadamente 4% em 2030. Na descentralizada aumenta de 0% em 2025 para 0.4% em 2030.

A configuração ótima do sistema de microprodução para uma residência típica da ilha de Santiago para uma velocidade média de vento de 5.4m/s e consumo médio diário de 7kWh é constituído apenas pela energia solar (fotovoltaico) com uma potência instalada de 2.52kW e VAL de 13782€. Todavia, para zonas com velocidade média do vento superior a 6.8m/s a configuração ótima passa a ser um sistema constituído pela energia solar e eólica.

Quanto ao custo total do sistema elétrico da ilha, mesmo com o aumento da penetração de energias renováveis para 50%, os resultados obtidos estão muito dependentes da evolução do custo dos combustíveis. O que demonstra a elevada importância do componente relativa a importação dos combustíveis no sistema de produção de eletricidade da ilha de Santiago em todos os cenários considerados.

- **Limitações e trabalhos futuros**

Na realização deste trabalho deparou-se com algumas limitações nomeadamente, a indisponibilidade e/ou inexistência de alguns dados e no sentido de melhor colmatar estas falhas recorreu-se a cálculos de estimativas com base nos dados disponíveis.

Neste trabalho analisou-se de uma mais profunda os setores doméstico e de dessalinização, os restantes setores a análise foram feitas com base em dados de consumo elétricos existentes, por isso uma futura investigação com um maior grau de desagregação da procura de energia elétrica a nível de processos e equipamentos ajudará a diminuir a margem de erro dos resultados obtidos neste trabalho.

## Referências

ADB, AFRICAN DEVELOPMENT BANK- Republic of Cape Verde - Country Strategy Paper 2009-2012. 2009. Disponível em WWW:<URL:[http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and- Operations/cap%20vert.pdf](http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/cap%20vert.pdf)>.

DIRECÇÃO GERAL DE ALFÂNDEGAS - Importação de produtos 2000 - 2009. 2010.

ANTONIOU, YIANNIS; CAPROS, PANTELIS - Decision Support System Framework of the PRIMES Energy Model of the European Commission. International Journal of Global Energy Issues Vol. 12 (1999), p. 92-119.

BANCO DE CABO VERDE - Relatório do Conselho de Administração. Praia: Banco de Cabo Verde, 2004.

BANCO DE CABO VERDE - Relatório do Conselho de Administração. Praia: Banco de Cabo Verde, 2010.

BEECK, NICOLE VAN - A new decision support method for local energy planning in developing countries, 2003.

BENDER, ANNE LUND - Danish Energy Agency - Model [em linha]. [Consult. Disponível em WWW:<URL:<http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/scenarios/model/Sider/Forside.aspx>>.

BHATTACHARYYA, SUBHES C.; TIMILSINA, GOVINDA R. - Energy Demand Models for Policy Formulation: A Comparative Study of Energy Demand Models. Banco Mundial, 2009.

BHATTACHARYYA, SUBHES C.; TIMILSINA, GOVINDA R. - Modelling energy demand of developing countries: Are the specific features adequately captured? Energy Policy. ISSN 0301-4215. Vol. 38, n.º 4 (2010), p. 1979-1990.

BINDNER, HENRIK; LUNDSAGER, PER - Increasing the technical and economic performance of wind diesel systems by including fresh water production. Renewable Energy. ISSN 0960-1481. Vol. 9, n.º 1-4, p. 887-890.

CONNOLLY, D. [et al.] - A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied Energy. ISSN 0306-2619. Vol. 87, n.º 4 (2010), p. 1059-1082.

CORLESS, VIRGINIA [et al.] - A Bridge to a Greener Greece - A realistic Assessment of CCS Potential. 2010.

COSTA, A. [et al.] - Assessment of renewable energy sources using a geographical information system. In: AFGAN, N. ; CARVALHO, M. G. - New and renewable technologies for sustainable development. Kluwer Academic Publishers, 2002. ISBN 9781402073410, p. 10.



COSTA, ANILDO LOPES - Desenvolvimento e Aplicação de um Sistema de Apoio à Decisão para a Integração de Energias Renováveis num Sistema Energético. Lisboa: UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2009. 230 f. Doutoramento.

DEMENTJEVA, NADEŽDA - Energy Planning Models Analysis and Their Adaptability for Estonian Energy Sector, Tallinn: Tallinn University of Technology, 2009.

DGIE, DIRECÇÃO GERAL DA INDÚSTRIA E ENERGIA; CILSS, COMITÉ INTER – ESTADOS DE LUTA CONTRA A SECA NO SAHEL- Programa Regional de Promoção das Energias Domésticas e Alternativas no Sahel (P.R.E.D.A.S): Estratégia Nacional para Energias Domésticas em Cabo Verde. Praia, 2005.

DUIC, N. [et al.] - Potential of Kyoto Protocol Clean Development Mechanism in transfer of clean energy technologies to Small Island Developing States: case study of Cape Verde - Santiago. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ISSN 1364-0321. Vol. 7, n.º 1 (2003), p. 83-98.

DUIC, N.; ALVES, L.M.; CARVALHO, M. DA GRAÇA- Kyoto Protocol Objectives by Promoting the Technology Transfer to Small Island Development Countries: Santo Antão, Cape Verde International Conference on New and Renewable Energy Technologies for Sustainable Development. Madeira, 2000.

EIA - Annual Energy Outlook 2010, With Projections to 2035. Bernan Assoc, 2010. ISBN 9780160857355.

ELECTRA - Relatório de Conta 2010. Mindelo: Electra SARL, 2010.

FERREIRA, PAULA FERNANDA VARANDAS - Electricity Power Planning in Portugal: The Role of Wind Energy. Universidade do Minho, 2009.

GIATRAKOS, GEORGIOS P.; TSOUTSOS, THEOCHARIS D.; ZOGRAFAKIS, NIKOS - Sustainable power planning for the island of Crete. Energy Policy. ISSN 0301-4215. Vol. 37, n.º 4 (2009), p. 1222-1238.

GRUBB, M. [et al.] - THE COSTS OF LIMITING FOSSIL-FUEL CO<sub>2</sub> EMISSIONS - A SURVEY AND ANALYSIS. Annual Review of Energy and the Environment. ISSN 1056-3466. Vol. 18 (1993), p. 397-478.

HAINOUN, A.; SEIF ALDIN, M.; ALMOUSTAFA, S. - Formulating an optimal long-term energy supply strategy for Syria using MESSAGE model. Energy Policy. ISSN 0301-4215. Vol. 38, n.º 4 (2010), p. 1701-1714.

HARDER, ELIZABETH; GIBSON, JACQUELINE MACDONALD - The costs and benefits of large-scale solar photovoltaic power production in Abu Dhabi, United Arab Emirates. Renewable Energy. ISSN 0960-1481. Vol. 36, n.º 2 (2011), p. 789-796.

HIREMATH, R. B.; SHIKHA, S.; RAVINDRANATH, N. H. - Decentralized energy planning; modeling and application--a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ISSN 1364-0321. Vol. 11, n.º 5 (2007), p. 729-752.

HOURCADE, JC [et al.] - Estimating the cost of mitigating greenhouse gases. In: JP, B.; H, L. ; EF, H. - Climate change 1995: economic and social dimensions of climate change. Cambridge: Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change [by] Cambridge University Press, 1996. p. 263 - 96.

INSTITO NACIONAL DE ESTATISTICA- Apresentação de dados preliminares do IVº RGPH 2010 Praia, 2010.

JOHN OLAV, TANDE - Assessing high wind energy penetration. Renewable Energy. ISSN 0960-1481. Vol. 6, n.º 5-6 (1995), p. 633-637.

KERSTEN, G.E.; MIKOLAJUK, Z.; YEH, A.G.O. - Decision support systems for sustainable development: a resource book of methods and applications. Kluwer Academic, 2000. ISBN 9780792385820.

KRAJACIC, GORAN; DUIC, NEVEN; CARVALHO, MARIA DA GRAÇA - H2RES, Energy planning tool for island energy systems - The case of the Island of Mljet. International Journal of Hydrogen Energy. ISSN 0360-3199. Vol. 34, n.º 16 (2009), p. 7015-7026.

KRAJAČIĆ, GORAN; DUIĆ, NEVEN; CARVALHO, MARIA DA GRAÇA - How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal? Applied Energy. ISSN 0306-2619. Vol. 88, n.º 2 (2011), p. 508-517.

KRAJAČIĆ, GORAN [et al.] - Hydrogen as an energy vector in the islands' energy supply. International Journal of Hydrogen Energy. ISSN 0360-3199. Vol. 33, n.º 4 (2008), p. 1091-1103.

LENG, GREGORY J. [et al.] - RETScreen International: results and impacts 1996 - 2012. Minister of Natural Resources Canada, 2004.

LUND, HENRIK [et al.] - Two energy system analysis models: A comparison of methodologies and results. Energy. ISSN 0360-5442. Vol. 32, n.º 6 (2007), p. 948-954.

LUNDSAGER, PER [et al.] - Isolated Systems with Wind Power. Risø, 2001. 1256.

LUNDSAGER, PER; HANSEN, JENS CARSTEN- High Penetration of Wind Energy into Island Diesel Grids Experience from Cape Verde: Wind Diesel Workshop. Anchorage, Alaska, 2002.

MADLENER, REINHARD; STAGL, SIGRID - Sustainability-guided promotion of renewable electricity generation. Ecological Economics. ISSN 0921-8009. Vol. 53, n.º 2 (2005), p. 147-167.

MARÍN, CIPRIANO; GALVÁN, GUILLERMO - Towards 100% RES Supply: Renewable Energy Sources for Island Sustainable Development [em linha]. 2001. [Consult. Disponível na internet:<URL:http://issuu.com/pubcipriano/docs/towards100ressupply>.

MCNEIL, MICHAEL A.; LETSCHERT, VIRGINIE E. - Modeling diffusion of electrical appliances in the residential sector. Energy and Buildings. ISSN 0378-7788. Vol. 42, n.º 6 (2010), p. 783-790.

MECC- Política Energética de Cabo Verde. Praia, 2008.

METAXIOTIS, K. - Intelligent Information Systems and Knowledge Management for Energy: Applications for Decision Support, Usage, and Environmental Protection. Igi Global, 2009. ISBN 9781605667379.

NØRGÅRD, PER; FONSECA, JOÃO - Ultra high wind penetration in simple wind-diesel power systems in Cape Verde. (2009).

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS - Report of the International Meeting to Review the Implementation of the Programme of Action for the Sustainable Development of Small Island Developing States. Port Louis, Mauritius: 2005.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS - Trends in Sustainable Development: Small Island Developing States (SIDS). New York: ONU, Organização das Nações Unidas, 2010.

PEREIRA, S. [et al.] - Optimal configuration of island's energy supply system. In: KLEMES, J. - Pres'09: 12th International Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction, Pts 1 and 2. Milano: Aidic Servizi Srl, 2009. ISBN 1974-9791978-88-95608-04-4, p. 629-634.

PETER, DROEGE - Urban Energy Transition: An Introduction. In: PETER, D. - Urban Energy Transition. Amsterdam: Elsevier, 2008. ISBN 978-0-08-045341-5, p. 1-14.

PETER ERICKSON, CHARLES HEAPS, MICHAEL LAZARUS - Greenhouse Gas Mitigation in Developing Countries:

Promising Options in China, Mexico, India, Brazil, South Africa, and South Korea, 2009. Somerville: Stockholm Environment Institute, 2009.

RAMACHANDRA, T. V. - RIEP: Regional integrated energy plan. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ISSN 1364-0321. Vol. 13, n.º 2 (2009), p. 285-317.

ROQUE, ANA ISABEL LOURENÇO - Optimal Integrated Energy Solutions for Isolated Sustainable Communities. Lisboa: Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, 2008.

SAHIR, MUKHTAR HUSSAIN - Energy System modeling and Analysis of Long Term Sustainable Energy Alternatives for Pakistan. Taxila: University of Engineering and Aeronautical Engineering, 2007. 194 f.

SANTOS, RUY SPENCER LOPES DOS - Energia Elétrica em Cabo Verde [em linha]. Mindelo. [Consult. Disponível em WWW:<URL:<http://www.electra.cv/EnergiaCV.htm>>].

SANTOS, RUY SPENCER LOPES DOS - THERMAL WIND SOLAR POWER PLANT as a SOLUTION of the ENERGY SECURITY SUPPLY PROBLEM on ISLANDS.

SEGURADO, RAQUEL [et al.] - Increasing the penetration of renewable energy resources in S. Vicente, Cape Verde. Applied Energy. ISSN 0306-2619. Vol. In Press, Corrected Proof (2010).

SEGURADO, RAQUEL [et al.] - Comparison between EMINENT and other energy technology assessment tools. Journal of Cleaner Production. ISSN 0959-6526. Vol. 17, n.º 10 (2009), p. 907-910.

SHAAHID, S. M.; ELHADIDY, M. A. - Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions--A step to clean future. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ISSN 1364-0321. Vol. 12, n.º 2 (2008), p. 488-503.

SIM, EE. Y.; BARSOUM, NADER - COST EFFECTIVE SIMULATION OF THE HYBRID SOLAR/WIND AND DIESEL ENERGY SYSTEM IN RURAL AREA. AIP Conference Proceedings. Vol. 1052, n.º 1 (2008), p. 68-73.

TSIKALAKIS, A. [et al.] - Methodologies followed for case studies simulations and cost-benefit analysis. European Commission, 2010. 0102.

UNIVERSIDADE DE AVEIRO- Análise de Sistemas Energéticos - Introdução ao LEAP. Aveiro: Universidade de Aveiro, 2009.

URBAN, F.; BENDERS, R.M.J. ; MOLL, H.C. - Modelling energy systems for developing countries. Energy Policy. Vol. 35 (2006), p. 3473 - 3482.

URBAN, FRAUKE - Modelling energy demand of developing countries: Modelling transitions to renewable and clean energy in rapidly developing countries. Groningen: University of Groningen, 2009.

VAN ALPHEN, KLAAS; VAN SARK, WILFRIED G. J. H. M.; HEKKERT, MARKO P. - Renewable energy technologies in the Maldives - determining the potential. Renewable and Sustainable Energy Reviews. ISSN 1364-0321. Vol. 11, n.º 8 (2007), p. 1650-1674.

YAO, RUNMING; STEEMERS, KOEN - A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK. Energy and Buildings. ISSN 0378-7788. Vol. 37, n.º 6 (2005), p. 663-671.

YUE, CHENG-DAR; YANG, GRANT GWO-LIANG - Decision support system for exploiting local renewable energy sources: A case study of the Chigu area of southwestern Taiwan. Energy Policy. ISSN 0301-4215. Vol. 35, n.º 1 (2007), p. 383-394.

Outros anexos só estão disponíveis para consulta através do CD-ROM.  
Queira por favor dirigir-se ao balcão de atendimento da Biblioteca.

Serviços de Biblioteca, Informação Documental e Museologia  
Universidade de Aveiro